

Balance de materia de doble porosidad empleando compresibilidades efectivas de matriz y fractura determinadas de datos de producción

Juan Manuel Ham Macosay
juan.manuel.ham@pemex.com

Rafael Pérez Herrera
rafael.perez@pemex.com

Carlos Pérez Téllez
carlos.pereztl@pemex.com

Agustín Moreno Rosas
agustin.morenor@pemex.com

*Pemex Exploración y Producción, Región Sur,
Activo de Producción Bellota Jujo*

Carlos Alberto Rodney
Orbit Consultores, Villahermosa Tabasco

Información del artículo: recibido: junio de 2015-aceptado: agosto de 2015

Resumen

Se propone un nuevo método para realizar balance de materia de doble porosidad empleando compresibilidades efectivas de matriz y fractura determinadas de datos de producción y balance de materia.

Para el método se asume un comportamiento característico de un yacimiento naturalmente fracturado observado en la historia de producción y en los análisis de pruebas de presión, los cuales son interpretados con modelos de doble porosidad.

Recientemente se han desarrollado ecuaciones de balance de materia de doble porosidad con la finalidad caracterizar los yacimientos naturalmente fracturados tipo II y obtener un mejor estimado del aceite almacenado en la matriz y en la fractura. El volumen de aceite y la compresibilidad en las fracturas es una información indispensable para evaluar las reservas recuperables en este tipo de yacimientos.

La finalidad del análisis es determinar el volumen original y cuantificar los índices de empuje en los medios de almacenamiento de un yacimiento naturalmente fracturado, como parte del análisis se obtiene la relación de capacidad de almacenamiento del sistema fracturado con respecto al sistema total. En el caso particular del análisis se consideran los sistemas de matriz y fractura.

Palabras clave: Balance de materia doble porosidad, compresibilidades efectivas matriz y fractura, índices de empuje.

Material balance of double porosity using effective matrix and fracture compressibility obtained from production data

Abstract

A new method is proposed to perform a double porosity material balance using effective matrix and fracture compressibility obtained from production data and material balance. This method assumes a typical behavior in a naturally fractured reservoir; observed in its production history and in the pressure tests interpreted with dual porosity models.

Recently, dual porosity material balance equations have been developed to identify and categorize naturally fractured reservoirs type II, in order to obtain a more accurate estimation of oil stored in the matrix and fracture. The volume of oil and the compressibility in the fracture are indispensable to evaluate the recovery reserves.

The purpose of the analysis is to determine the original volume of oil stored in matrix and fracture and quantify the drive indices for a NFR. Part of this analysis aims to obtain the storage capacity ratio of a fractured system in relation to the total system. In the particular case of the analysis; fractured and matrix systems are considered.)

Keywords: Material balance dual porosity, effective matrix compressibility, fracture, thrust indices.

Ecuación general de balance de materia

La ecuación de balance de materia es la expresión de conservación de masa en el yacimiento, la cual relaciona la producción de fluidos con respecto a la caída de presión y la expansión de la roca y fluidos del yacimiento.

Partiendo de la ecuación general de balance de materia para yacimientos homogéneos por Schilthuis (1936), para un yacimiento bajosaturado sin entrada de agua:

$$N_p B_o = N[(B_o - B_{oi}) + (B_{oi} C_{et} \Delta p)] \quad (1)$$

Simplificando:

$$F = N E_t \quad (2)$$

Donde:

$$F = N_p B_o$$

$$E_t = E_o + E_{fw}$$

$$E_o = B_o - B_{oi}$$

$$E_{fw} = B_{oi} C_{et} \Delta p$$

$$N = \text{Volumen original de aceite}$$

$$C e_t = \frac{(S_{wi}C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})}$$

La ecuación (1) fue modificada para yacimientos naturalmente fracturados por Peñuela et al. (2001), introduciendo los términos de compresibilidades efectivas para matriz y fractura, teniendo la siguiente consideración: $C e_f > C e_m$

$$N_p B_o = N_m [(B_o - B_{oi}) + (B_{oi} C e_m \Delta p)] + N_f [(B_o - B_{oi}) + (B_{oi} C e_f \Delta p)] \quad (3)$$

Simplificando:

$$F = N_m E_{om} + N_f E_{of} \quad (4)$$

Dónde:

$$F = N_p B_o$$

$$E_m = [(B_o - B_{oi}) + (B_{oi} C e_m \Delta p)]$$

$$E_f = [(B_o - B_{oi}) + (B_{oi} C e_f \Delta p)]$$

$$C e_m = \frac{(S_{wim} C_w + C_m)}{(1 - S_{wim})}$$

$$C e_f = \frac{(S_{wif} C_w + C_f)}{(1 - S_{wif})}$$

La ecuación (4) puede solucionarse dividiendo toda la ecuación entre E_{om} y graficando:

$$\frac{F}{E_{om}} = N_m + N_f \frac{E_{of}}{E_{om}} \quad (5)$$

Ordenada: $\frac{F}{E_{om}}$

Abcisa: $\frac{E_{of}}{E_{om}}$

De este modo se obtiene una línea recta $y=mx+b$ donde b es igual al volumen original de aceite en la matriz y m igual a volumen original en fracturas, como se muestra en la **Figura 1**.

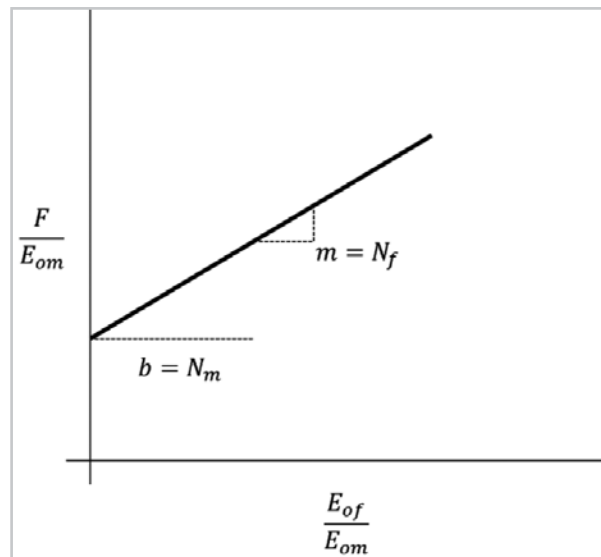


Figura 1. Peñuela y col., solución grafica de balance de materia doble porosidad.

En la práctica se ha observado que los datos no se ajustan completamente a una línea recta al inicio de producción del campo, los valores de la pendiente y de la ordenada están en función de la línea recta formada por los puntos que presenten una tendencia lineal.

Otra ecuación de balance de materia de doble porosidad fue propuesta por Abel Chacón (2007), la cual introduce el término de la relación de capacidad de almacenamiento.

$$\omega = \frac{(\varphi c_t)_f}{(\varphi c_t)_f + (\varphi c_t)_m} = \frac{(\varphi c_t)_f}{(\varphi c_t)_{f+m}} \sim \frac{N_f}{N} \quad (6)$$

Sustituyendo el factor ω en la ecuación (4)

$$F = N[(1 - \omega)E_{om} + \omega E_{of}] \quad (7)$$

Graficando $[(1 - \omega) E_{om} + \omega E_{of}]$ en el eje de las abscisas y F en el eje de las ordenadas, se obtiene una línea recta con la pendiente igual al volumen original, la desventaja de utilizar esta ecuación es usar el factor en los datos de entrada, por lo que los volúmenes de aceite en las fracturas y el volumen total se deben de conocer previamente, **Figura 2.**

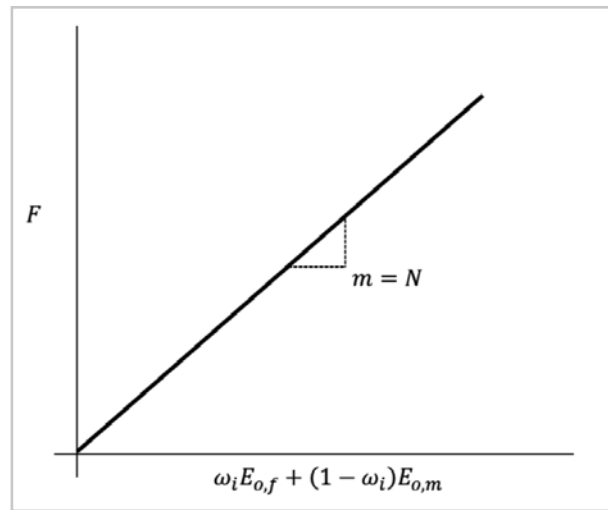


Figura 2. Abel Chacón, balance de materia en función de la relación de capacidad de almacenamiento para un YNF volumétrico bajosaturado.

La ecuación (7) fue modificada por J.M. Ham et al. (2015), igualando las ecuaciones (2) y (4)

$$NE_t = N[(1 - \omega)E_{om} + \omega E_{of}] \quad (8)$$

Simplificando para encontrar ω ,

$$E_t = (1 - \omega)E_{om} + \omega E_{of} \quad (9)$$

Abcisa: $\frac{E_t}{E_{om}}$

Ordenada: $\frac{E_{of}}{E_{om}}$

El valor de ω es determinado a partir de las compresibilidades efectivas de matriz, fractura y del sistema total. Los valores de N_{fm} y N_f se determinan de la ecuación (7) conociendo N y ω , **Figura 3**.

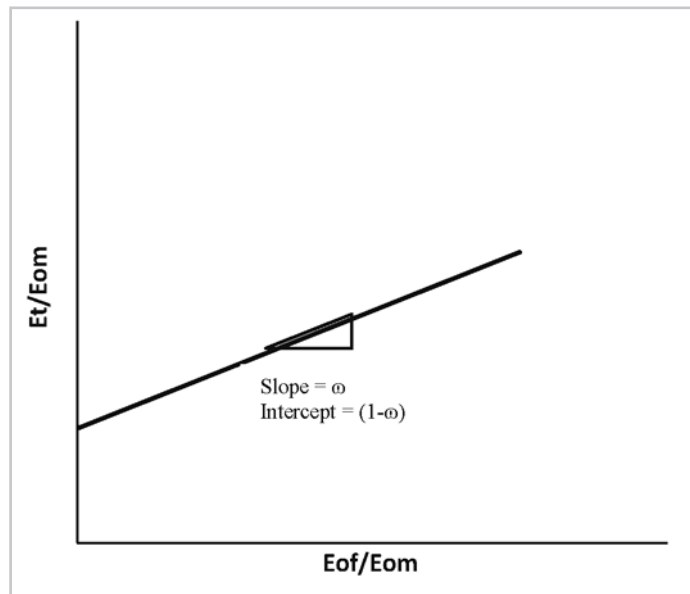


Figura 3. J.M. Ham, determinación de la relación de capacidad de almacenamiento para un YNF empleando compresibilidades de matriz y fractura.

Predicción de compresibilidades de formación a partir de datos de producción

Empleando el método propuesto por Thurhan (1998), partiendo de la ecuación de balance de materia en la forma de la línea recta ecuación (1) y acomodando los términos, se puede obtener el volumen original y la compresibilidad efectiva.

Donde:

$$y = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}\Delta p}$$

$$b = -C_e$$

$$m = \frac{1}{N}$$

$$x = \frac{F}{B_{oi}\Delta p}$$

Al graficar se obtiene una línea recta donde el inverso de m es igual a volumen original y b es igual a la compresibilidad efectiva, nótese que el intercepto será negativo, **Figura 4**.

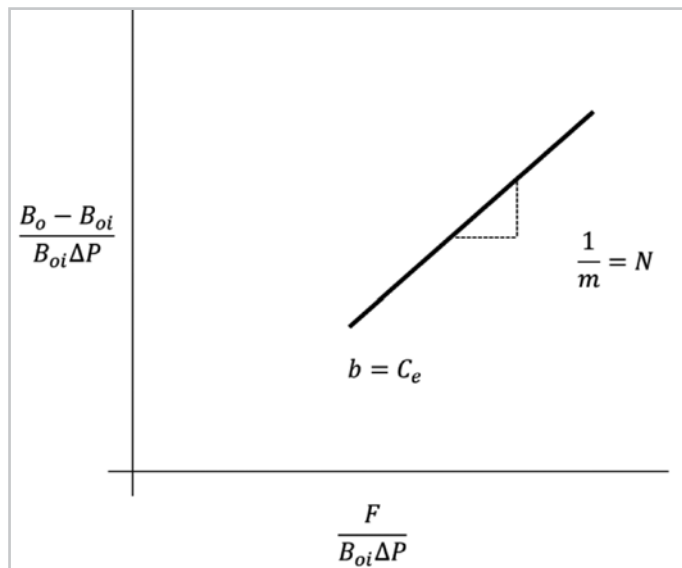


Figura 4. Turhan, determinación del volumen original compresibilidad efectiva.

Considerando un yacimiento naturalmente fracturado y asumiendo un flujo temprano dominado por el sistema de fracturas hasta el punto donde el sistema total comience a actuar, es posible modelar este flujo para caracterizar el yacimiento con datos apropiados de presión y producción⁶.

Aunque este método emplea la misma gráfica de Thurhan, se aplica un enfoque diferente para encontrar dos líneas

rectas, una para el sistema fracturado, (pendiente temprana) y una para el sistema total, (pendiente tardía).

En la **Figura 5** se presenta la solución gráfica para un YNF bajosaturado volumétrico donde el intersepto de la línea AB es la compresibilidad efectiva del medio fracturado, el inverso de la pendiente la línea BC es el volumen total del sistema matriz-fractura y el intersepto es la compresibilidad efectiva total del sistema.

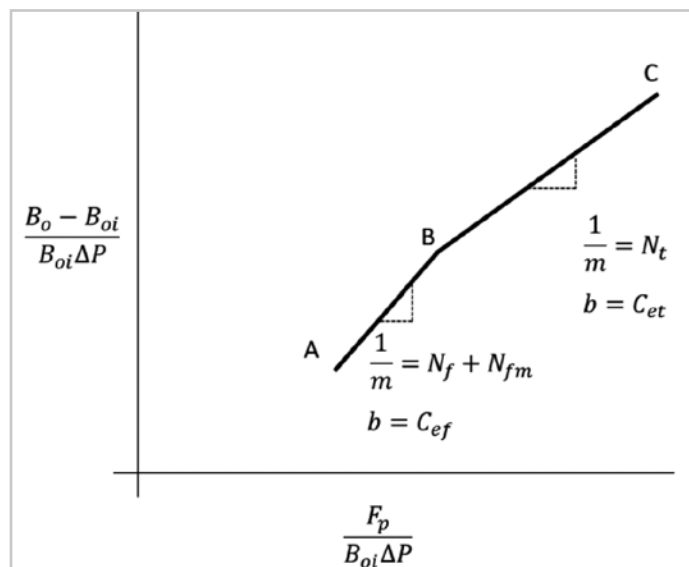


Figura 5. Determinación de la compresibilidad efectiva de las fracturas y del sistema total.

Con los datos determinados de compresibilidades por el método propuesto se pueden sustituir directamente en los análisis de BM de doble porosidad para la determinación de los volúmenes originales de aceite.

De igual forma se puede aplicar la ecuación de Gerami y Darvish (2007), para determinar la compresibilidad de fracturas conociendo las porosidades y la compresibilidad total del sistema determinado anteriormente.

$$C_e = \frac{\phi_m(C_w S_{wim} + C_m) + C_f \phi_f}{\phi_m(1 - S_{wim}) + \phi_f} \quad (10)$$

Despejando para C_f :

$$C_f = \frac{C_e[\phi_m(1 - S_{wim}) + \phi_f] - \phi_m(C_w S_{wim} + C_m)}{\phi_f} \quad (11)$$

Determinación de los índices de empuje para YNF

Conociendo el volumen original de aceite en la matriz y la fractura se pueden determinar los índices de empuje para el YNF propuesto por Ham et al (2015), es decir, la identificación de la magnitud de energía que ejerce cada mecanismo para la producción del yacimiento.

Partiendo de la ecuación (3):

$$N_p B_o = (N_m + N_f)(B_o - B_{oi}) + N_m(B_{oi} C_{e_m} \Delta p) + N_f(B_{oi} C_{e_f} \Delta p)$$

Dividiendo toda la ecuación entre $N_p B_o$:

$$1 = \frac{(N_m)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} + \frac{(N_f)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} + \frac{N_m(B_{oi} C_{e_m} \Delta p)}{N_p B_o} + \frac{N_f(B_{oi} C_{e_f} \Delta p)}{N_p B_o}$$

Donde:

$$\text{Expansión del aceite y gas disuelto en la matriz (MDDI)} = \frac{(N_m)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o}$$

$$\text{Expansión del aceite y gas disuelto en la fractura (FDDI)} = \frac{(N_f)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o}$$

$$\text{Compresibilidad de la matriz y expansión del agua congénita (MCDI)} = \frac{N_m(B_{oi} C_{e_m} \Delta p)}{N_p B_o}$$

$$\text{Compresibilidad de la fractura y expansión del agua congénita (FCDI)} = \frac{N_f(B_{oi} C_{e_f} \Delta p)}{N_p B_o}$$

La **Figura 6** muestra los índices de empuje para un YNF.

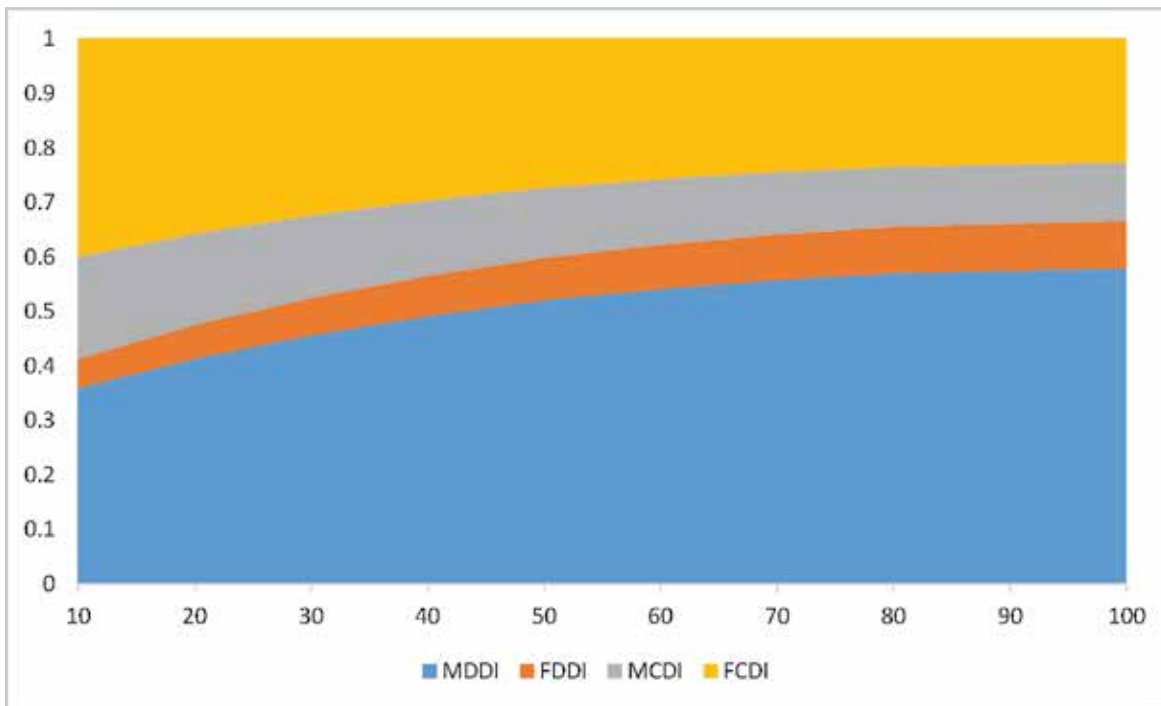


Figura 6. Índices de empuje para doble porosidad.

Aplicación de la metodología a datos sintéticos

El método fue probado con datos de presión y producción de un modelo de simulación numérica de doble porosidad aplicando balance de materia de doble porosidad y usando

las compresibilidades efectivas determinadas con el método propuesto. Obteniendo un buen ajuste de los volúmenes de matriz y fractura. En la **Tabla 1** se muestran las propiedades del modelo, en la **Tabla 2** se muestra el PVT utilizado, los datos de presión y producción se presentan en la **Figura 7**.

Tabla 1. Datos del modelo de simulación numérica.

Malla	10x10x10	$\Delta x, y$ 850 ft
		Δz 35 ft
Aceite negro	Aceite gas y agua	
Bloque matriz	2	ft
Doble porosidad	σ 3	
Presión inicial	9000	psi
Profundidad	18269	ft.
Swif	0	fracc
Swim	0.25	fracc
Cw	3.00E-06	psi-1
Cm	3.00E-06	psi-1
Cf	7.50E-05	psi-1
ϕ_m	0.04	fracc

ϕf	0.0045	fracc
Km	1.00	mD
Kf	200.00	mD
Nt	80.75	MMB
Nm	70.09	MMB
Nf	10.66	MMB
Cem	5.00E-06	psi-1
Cef	7.50E-05	psi-1
Cet	1.42E-05	psi-1
ω (Nf/Nt)	0.13043	

Tabla 2. Datos PVT utilizados en el modelo numérico.

Presión (psi)	Rs (scf/stb)	Bo (rb/stb)	Viscosidad (cp)
9000	1700	1.932	0.172
7500	1700	1.993	0.151
6500	1700	2.039	0.14
5500	1700	2.097	0.128
4500	1700	2.18	0.117
Pb 4354	1700	2.195	0.114

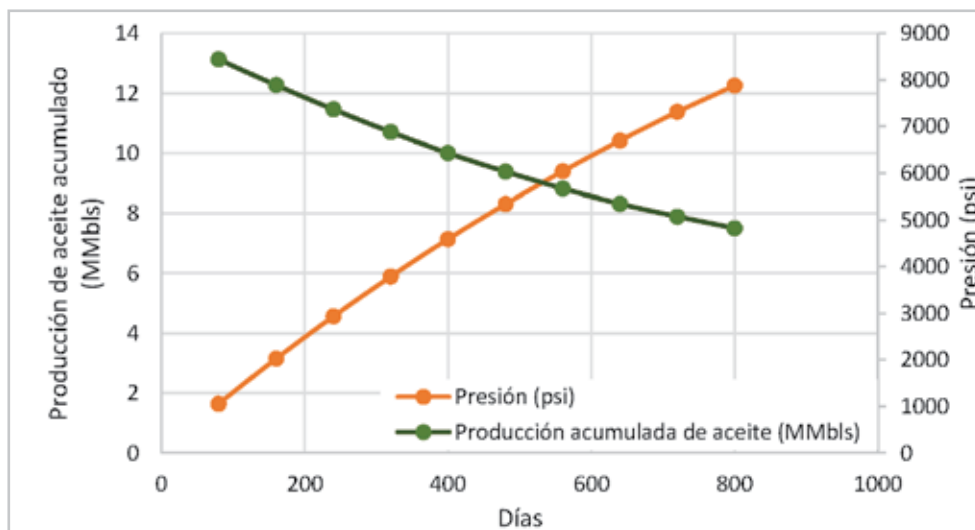


Figura 7. Presión y producción acumulada del modelo de simulación.

Con los datos obtenidos de la simulación se determinaron las compresibilidades matriz-fractura por el método

gráfico propuesto y comprobando con la ecuación (11) la compresibilidad de fractura, **Figura 8**.

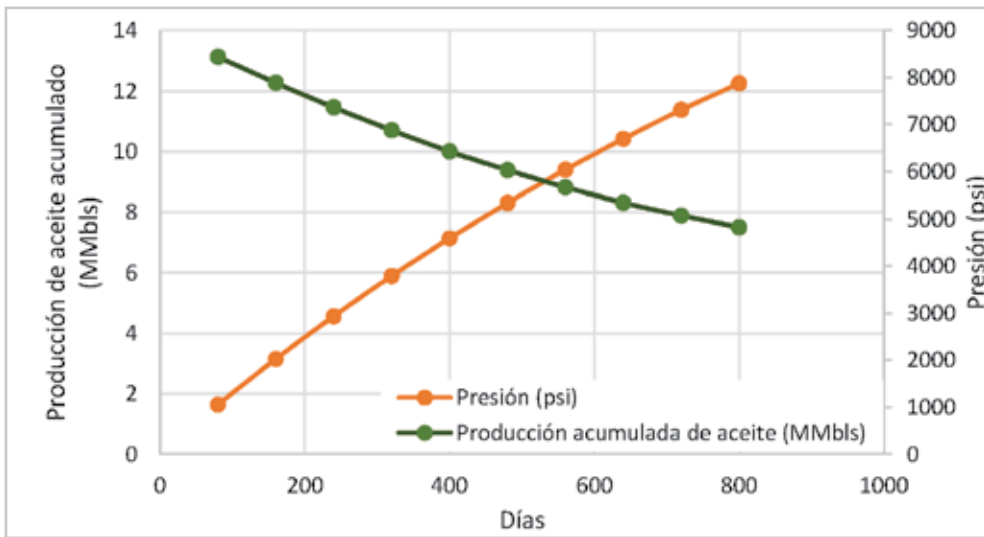


Figura 8. Determinación de compresibilidades efectivas.

$$C_f = \frac{1.36E - 5[0.04(1 - 0.25) + 0.0045] - 0.04(3.00E - 6 * +3.00E - 6)}{0.0045}$$

$$C_f = 7.13E - 5$$

La **Figura 9** muestra el BM doble porosidad de Peñuela utilizando C_{ef} y C_{em} calculada por el método propuesto, obteniendo un valor de 69.8 MMb de aceite original en la matriz y 10.65 MMb en las fracturas, en la **Figura 10** se muestra la determinación de ω obteniendo un valor de 0.13043, la **Figura 11** muestra el balance de materia de

doble porosidad de Abel Chacón empleando el factor ω determinado, obteniendo un volumen original total de 80.9 MMbbls. En la **Figura 12** se muestra el ajuste de presión del yacimiento utilizando los volúmenes determinados de BM de doble porosidad.

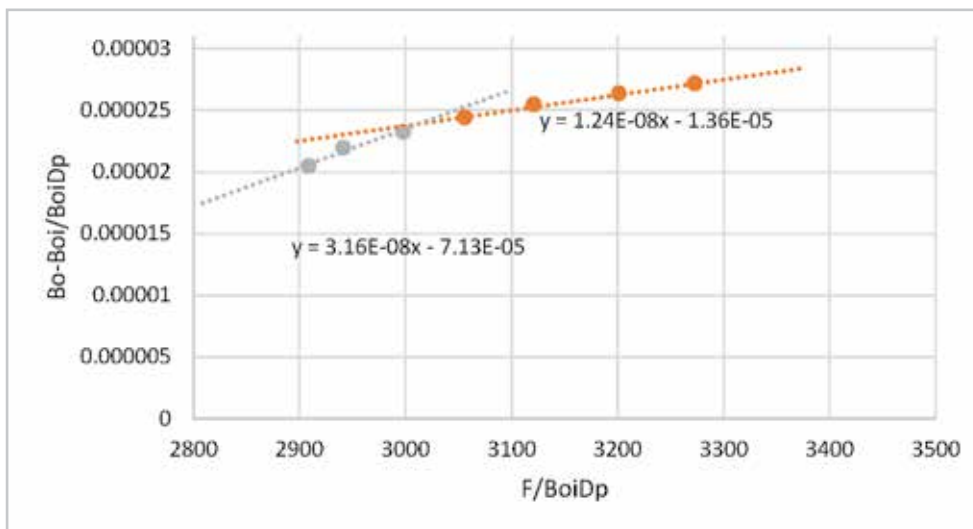


Figura 9. Balance de materia doble porosidad, Peñuela y Col. C_{em} y C_{ef} método propuesto.

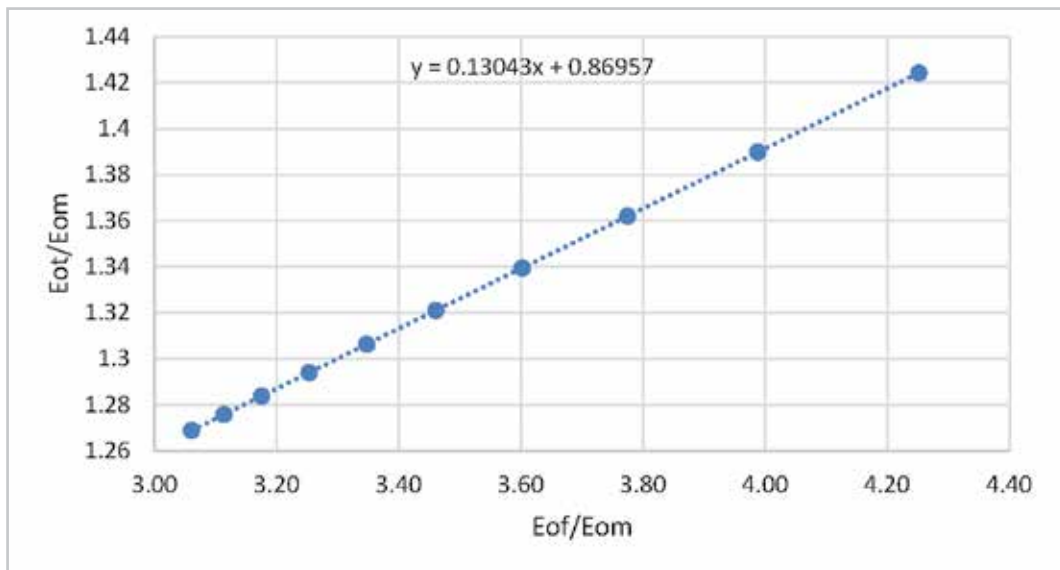


Figura 10. Determinación de la relación de capacidad de almacenamiento para un YNF empleando compresibilidades de matriz y fractura.

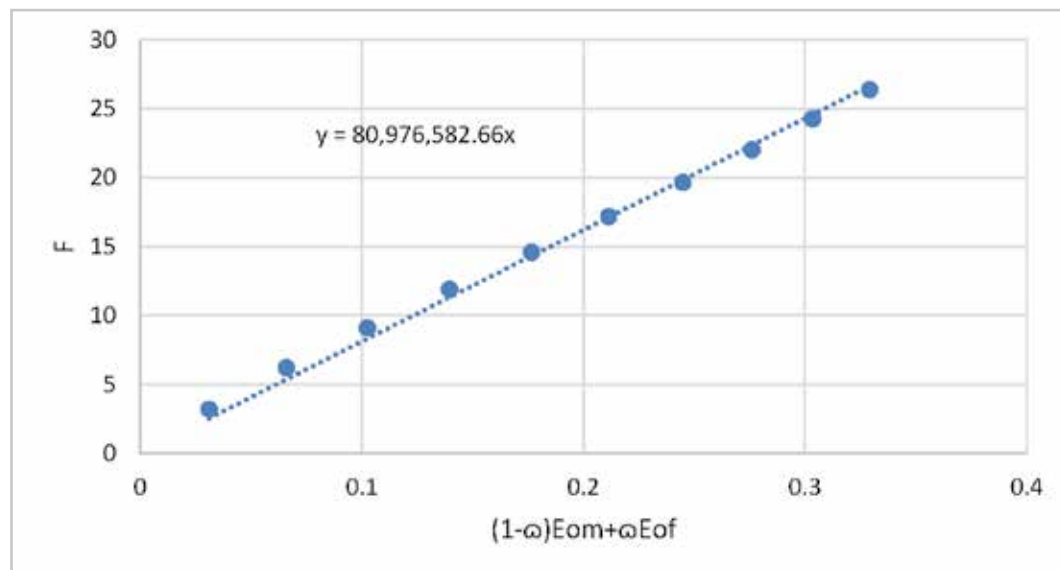


Figura 11. Balance de materia doble porosidad, Abel Chacón. Empleando ω determinado por el método de Ham.

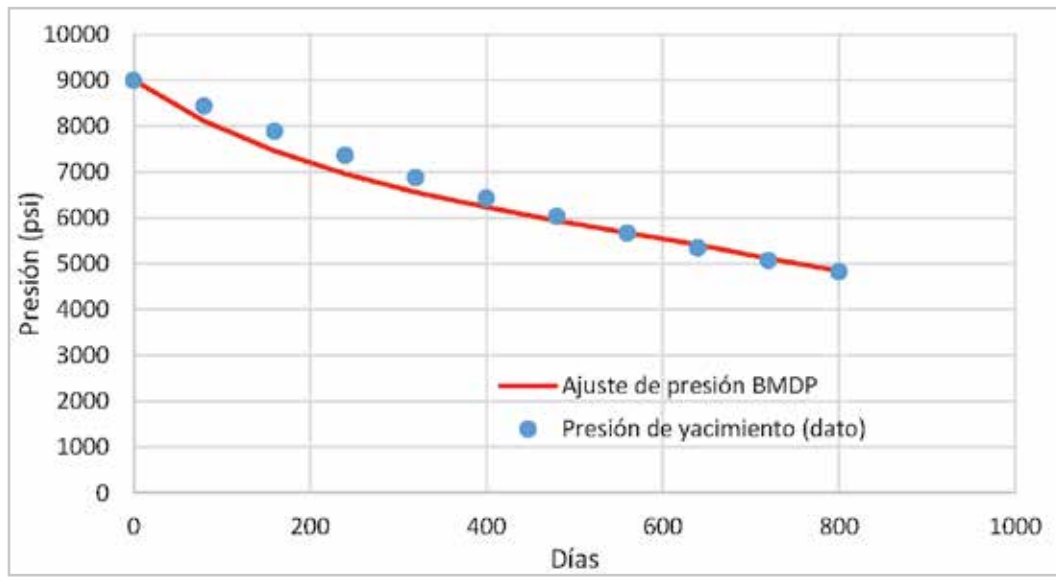


Figura 12. Ajuste de presión utilizando datos de BM doble porosidad.

Con los valores determinados de compresibilidades fue posible obtener los valores de N_m y N_f los cuales mostraron una buena aproximación a los valores de simulación, de igual manera se obtuvo un buen ajuste de la presión de yacimiento validando los resultados.

Agradecimientos

Se agradece el apoyo de todo el equipo multidisciplinario que participó en la elaboración de este trabajo, a los líderes de las disciplinas de geociencias y yacimientos, a los líderes de proyectos y al administrador del Activo Bellota Jujo.

Nomenclatura

- B_{oi} = Factor de volumen de aceite inicial, m^3/m^3 .
- B_o = Factor de volumen de aceite, m^3/m^3 .
- C_e = Compresibilidad efectiva, $1/psi$.
- C_{em} = Compresibilidad de la matriz, $1/psi$.
- C_{ef} = Compresibilidad de la matriz, $1/psi$.
- Δp = Cambio de presión promedio del yacimiento, psi .
- E_o = Expansión de aceite, m^3/m^3 .
- 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 .
- 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 .
- P = Presión, psi .
- P_i = Presión inicial, psi .
- ω = Relación de capacidad de almacenamiento, *adimensional*.
- φ = Porosidad, *adimensional*.

Referencias

Chacon, A. y Djebbar, T. 2007. Impact of Pressure Depletion on Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. Artículo presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, abril 15-18. SPE-108107-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/108107-MS>.

Gerami, S., Pooladi-Darvish, M. y Mattar, L. 2007. Decline Curve Analysis for Naturally Fractured Gas Reservoirs: A Study on the Applicability of "Pseudo-Time" and "Material Balance Pseudo-Time". Presentado en International

Petroleum Technology Conference, Dubai, Emiratos Árabes Unidos, diciembre 4-6. IPTC-11278-MS.
<http://dx.doi.org/10.2523/11278-MS>.

Ham, J.M., Moreno, A.R., Villasana, J.C. et al. 2015. Determination of Effective Matrix and Fracture Compressibilities from Production Data and Material Balance. Presentado en SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos, septiembre 14-16. SPE-175662-MS.
<http://dx.doi.org/10.2118/175662-MS>.

Peñuela, G., Idrobo, E.A., Ordonez, A, et al. 2001. A New Material-Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs

Using a Dual-System Approach. Artículo presentado en SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, marzo 26-30. SPE- 68831-MS.
<http://dx.doi.org/10.2118/68831-MS>.

Warren, J.E. y Root, P.J. 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPE J. 3 (3): 245-255. SPE-426-PA.
<http://dx.doi.org/10.2118/426-PA>.

Yildiz, T. 1998. Prediction of In-Situ Formation Compressibility from Production Data. Artículo presentado en SPE/ISRM Eurock '98, Trondheim, Noruega, julio 8-10. SPE-47379-MS.
<http://dx.doi.org/10.2118/47379-MS>.

Semblanza del autor

Juan Manuel Ham Macosay

Ingeniero de yacimientos en Pemex Exploración y Producción en el sureste de México. Actualmente trabaja en el área de ingeniería de yacimientos en el Activo de Producción Bellota Jujo, su experiencia es en recuperación primaria de yacimientos naturalmente fracturados. Ha participado en varias conferencias técnicas en México presentando trabajos relacionados a la ingeniería de yacimientos y productividad de pozos, su área de interés es principalmente la aplicación de métodos analíticos y numéricos en la caracterización dinámica de yacimientos.