

# Flujo de trabajo optimizado para determinar el volumen original de aceite en los yacimientos naturalmente fracturados

*Alfredo León García*  
UNAM

*Claudia León Villeda*  
PCM

*Fernando Samaniego Verduzco*  
UNAM

Artículo recibido en agosto de 2022-evaluado y aceptado en febrero de 2023

## Resumen

En este trabajo se utilizaron los métodos de Havlena y Odeh (1963,1964) y Meza (1987), para determinar el volumen original de aceite ( $N$ ) en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), durante la parte de la historia en la cual actúan solamente la expansión de los fluidos y la roca en el yacimiento, lo cual facilita la determinación del volumen  $N$ , ya que el cálculo de este valor queda solamente en función de las compresibilidades del agua, aceite, formación productora, historia de presión y de la producción de aceite. Se tuvo cuidado en estimar la compresibilidad de la formación para los YNF ( $C_{f,NF}$ ), utilizando valores experimentales de  $C_{f,NF}$  de México y valores obtenidos de  $C_{f,NF}$ , a partir del comportamiento de la presión y de la producción de aceite del yacimiento por medio del método de Economides (1994).

Se aplicaron los dos métodos comentados anteriormente para dos casos de campo, Campo Abate y Campo Cardumen. Con el método de Havlena y Odeh, se ajustó la presión tomando como parámetros de ajuste los valores de  $N$  y de  $C_{f,NF}$ , y posteriormente se compararon los valores determinados de  $N$  con ambos métodos obteniendo valores muy aceptables. Por otra parte, los valores calculados de  $N$  para ambos campos fueron muy cercanos a los valores de  $N$  reportados oficialmente con base en los modelos estáticos.

El flujo de trabajo consta de las etapas siguientes:

1. Revisión del modelo estático y dinámico.
2. Caracterización de los fluidos.
3. Revisión de la petrofísica del yacimiento.
4. Validación de la historia de presión - producción.
5. Determinación de los mecanismos de empuje.
6. Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.
7. Corrección de la presión inicial del yacimiento,
8. Estimación de la compresibilidad promedio de la formación de doble porosidad,
9. Ajuste de la presión del yacimiento y cálculo del volumen original de aceite y gas.
10. Estudio de balance de materia.

Los valores determinados de  $N$  y de  $C_{f,NF}$ , se pueden utilizar con un alto grado de confianza y con cambios mínimos para estudios de balance de materia y para el modelado numérico de los yacimientos.

**Palabras clave:** Flujo de trabajo, volumen original de aceite, yacimientos naturalmente fracturados.

## Streamlined Workflow for Determining Original Oil Volume in Naturally Fractured Reservoirs

### Abstract

In this work, the methods of Havlena and Odeh (1963,1964), and Meza (1987) were used to determine the original volume of oil ( $N$ ) in naturally fractured reservoirs (NFR), during the part of the history in which only act the expansion of the fluids in the reservoir, which facilitates the estimation of  $N$ , since the calculation of this value is only a function of the compressibility's of the water, oil, producing formation, pressure history and the production of oil. Care was taken to estimate the compressibility of the formation for NFR ( $C_{f,NF}$ ), using experimental values from laboratory whole core studies and ,additionally obtained from the pressure behavior and oil production from the reservoir. through the method of Economides (1994).

The two previously mentioned methods were applied to two field cases, reservoirs Abate and Cardumen. With the Havlena and Odeh method, the pressure was adjusted 'considering as adjustment parameters the values of  $N$  and  $C_{f,NF}$ . Later the determined values of  $N$  with both methods were compared in an acceptable way, and also. favorable with the company reported  $N$  values obtained from the static models.

The workflow consists of the following stages:

1. Review of the static and dynamic model.
2. Characterization of fluids.
3. Review of the petrophysics of the reservoir.
4. Validation of the pressure–production history.
5. Determination of the driving mechanisms.
6. Naturally fractured reservoirs classification.
7. Correction of the initial pressure of the reservoir.
8. Estimation of the average compressibility of the double porosity medium.
9. Adjustment of the reservoir pressure and calculation of the original volume of oil and gas.
10. Material balance study.

The determined values of  $N$  and  $C_{f,NF}$ , can be used with a high degree of confidence and with minimal changes for material balance studies and numerical modeling of reservoirs.

**Keywords:** Workflow, original volume of oil, naturally fractured reservoirs.

## Introducción

Es muy importante considerar que los estudios de balance de materia son una herramienta básica fundamental para estudiar los yacimientos y comprender su comportamiento (Dake, 2001), lo cual es fundamental para realizar el modelado numérico de los yacimientos con una mayor precisión.

Se puede considerar que al definir las tendencias de presión para los yacimientos y asociarlo con el comportamiento de producción y de los fluidos, se pueden determinar los mecanismos de empuje de los yacimientos y entonces aplicar los estudios de balance de materia. Es una práctica común iniciar los estudios de balance de materia con el volumen original del yacimiento obtenido del modelo geológico; sin embargo, al realizar el ajuste del comportamiento dinámico es necesario determinar algunos parámetros del yacimiento y del acuífero, los cuales pueden complicar el ajuste por regresión al variar parámetros de manera simultánea. Esto se complica aún más cuando se tienen YNF, ya que presentan comúnmente mayor compresibilidad de la formación (ponderación de la compresibilidad de matriz y fractura) que los yacimientos homogéneos, por lo cual, se deben de tener valores apropiados de este parámetro.

Meza (1987) demostró a través del manejo de las ecuaciones de balance de materia, que al realizar una gráfica del logaritmo natural de la presión del yacimiento vs la producción acumulada de aceite, se presentan varias

pendientes, apareciendo por lo general una primera pendiente que representa la expansión de fluidos y roca, después una segunda indicando que existe otro empuje, que puede ser la expansión del acuífero o la capa de gas, y posteriormente una tercera que depende de los mecanismos que se manifestaron en la segunda pendiente; si apareció en la segunda pendiente un empuje por agua, en la tercera pendiente puede ser empuje por una capa de gas o por algún proceso de inyección de agua, o gas si fuera el caso.

Por otro lado, Havlena y Odeh (1963,1964) proponen utilizar la ecuación de balance de materia en forma de una línea recta con una expresión matemática en la cual interviene solamente la expansión de fluidos y roca. De esta forma se puede usar este método sencillo para estimar el volumen original de aceite ( $N$ ), ya que solamente actúan los empujes de formación y los fluidos.

De acuerdo con el uso de la ecuación de balance de materia en forma de una línea recta logarítmica de Meza (1987), se puede calcular el volumen original de la primera pendiente de la gráfica de  $\ln(p)$  contra  $Np$ , y comparar con el valor determinado con el método de Havlena y Odeh.

En este trabajo, se aplicaron los dos métodos comentados anteriormente a los campos Abate y Cardumen, utilizando valores apropiados de la compresibilidad de la formación para yacimientos naturalmente fracturados.

## Métodos de balance de materia aplicados

**Método de Havlena y Odeh.** La ecuación de balance de materia puede expresarse como una línea recta (Dake, 1978, 2001), por lo cual para un yacimiento bajosaturado con una entrada de agua despreciable, es decir, un acuífero pequeño o sin acuífero, la ecuación de balance de materia puede expresarse:

$$Np B_o = NB_{oi} c_e \Delta p \quad (1)$$

La compresibilidad efectiva  $C_e$  se define como:

$$c_e = \frac{1}{S_o} (C_o S_o + C_w S_w + C_f)$$

$$C_e \quad (2)$$

La caída de presión se define como:

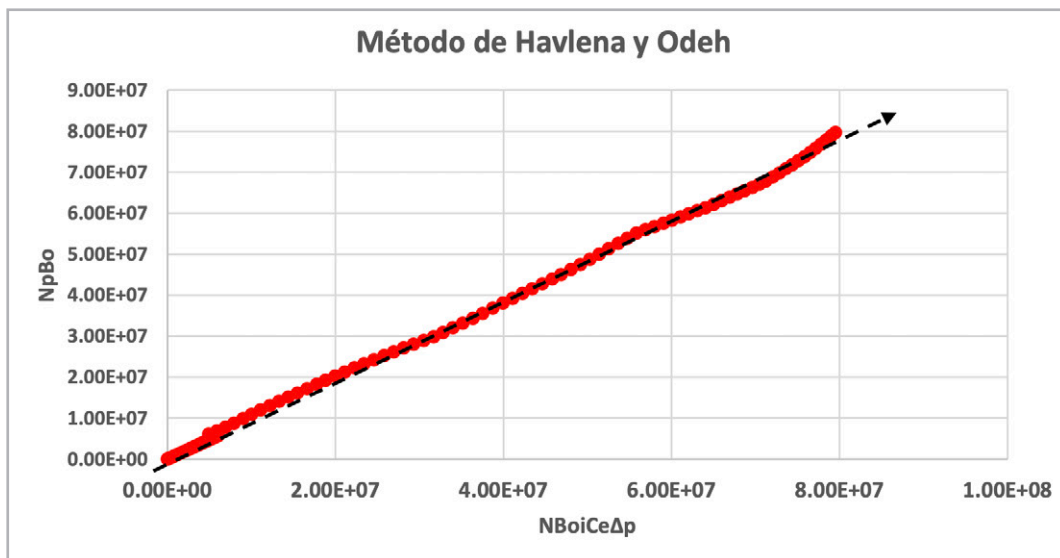
$$\Delta p = p_i - p_{i-1} \quad (3)$$

Una consideración importante es que la ecuación 1 proporciona una línea recta con ordenada al origen (Havlena y Odeh, 1963, 1964), mediante la cual se puede estimar el volumen original de aceite, ajustando solo el valor de compresibilidad de la formación, ya que la compresibilidad del aceite se puede obtener de los análisis PVT y la compresibilidad del agua se determina por lo general de correlaciones. De esta manera, se puede ajustar la presión para determinar el volumen original de aceite ( $N$ ), despejando la presión de la ecuación 1, se obtiene la ecuación 4:

$$p = p_i - \frac{Np B_o}{NB_{oi}C_e} \quad (4)$$

La ventaja de la aplicación de este método es que la determinación del volumen original queda básicamente en función de la compresibilidad de la formación, por lo cual se puede obtener el volumen original de una manera más confiable, evitando utilizar los programas de balance de materia como una primer alternativa, ya que utilizan por lo general métodos de regresión no lineal, en los cuales se pueden utilizar varios parámetros del yacimiento para el ajuste, por ejemplo, el volumen original, compresibilidad de la formación y algunos parámetros del acuífero, lo cual puede conducir a valores incorrectos para el volumen original algunos parámetros del yacimiento (fuera del rango físico).

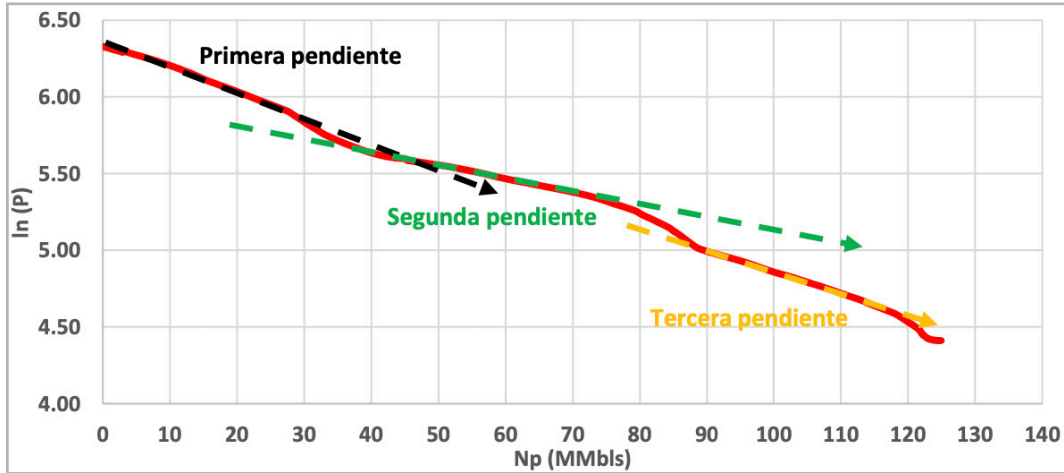
Es importante considerar que, para la aplicación de este método, es necesario que con base en el comportamiento del yacimiento se genere una línea recta, a partir de cuyo ajuste se estime el volumen original con estos datos, como se muestra en la **Figura 1**.



**Figura 1.** Comportamiento de un yacimiento con empuje de fluidos y roca de acuerdo con el método de Havlena y Odeh (1963, 1964).

**Método de Maximino Meza.** Este método utilizado para determinar el volumen original para un yacimiento bajosaturado sin acuífero activo (Meza, 1987), está basado en considerar como actúan los mecanismos de empuje y que en ciertos yacimientos se presenta primero la expansión de

roca – fluidos y se manifiesta como una primer pendiente en la gráfica de logaritmo natural de presión  $\ln(p)$  contra la producción acumulada de aceite ( $Np$ ), como se describió en la introducción; estos mecanismos de empuje mencionados se presentan en la **Figura 2**.



**Figura 2.** Mecanismos de empuje determinados en un yacimiento de acuerdo con el método de Meza (1987).

De acuerdo con el método planteado (Meza, 1987), se utiliza la primera pendiente generada en la gráfica del logaritmo natural de presión  $\ln(p_1)$  contra la producción acumulada de aceite ( $Np$ ), en la cual actúa la expansión de fluidos y roca; la pendiente de la función exponencial de la línea recta se calcula con la ecuación siguiente:

$$\beta_1 = \frac{Np}{\ln\left(\frac{p_i}{p_1}\right)} \tag{5}$$

Despejando el valor de  $Np$  de la ecuación anterior se obtiene:

$$Np = \beta_1 \ln\left(\frac{p_i}{p_1}\right) \tag{6}$$

El valor de la presión del yacimiento se puede determinar de la manera siguiente:

$$p_1 = p_i - \exp\left(-\frac{1}{\beta_1} Np\right) \quad (7)$$

La derivada de  $Np$  con respecto a la derivada evaluada en  $p_1$  queda como:

$$\left[\frac{dNp}{dp}\right]_{p_1} = \frac{\beta_1}{p_1} \quad (8)$$

El volumen original de aceite se puede obtener a partir de la ecuación siguiente:

$$N = \frac{1}{C_e} \left(\frac{\beta_1}{p_1}\right) \quad (9)$$

Una desventaja de este método es que no se puede ajustar la presión del yacimiento para poder hacer el ajuste con la compresibilidad de la formación.

Es importante comentar que los métodos analizados se aplican a yacimientos homogéneos (de una sola porosidad), para los cuales la compresibilidad de la formación se puede obtener de correlaciones, o de pruebas de laboratorio. Para el caso de yacimientos de doble porosidad o YNF, se pueden usar los métodos propuestos, pero utilizando una compresibilidad de la formación promedio que pondere las compresibilidades de la matriz y fractura (Samaniego, 2005), usando el coeficiente de partición matriz-fractura.

#### Estimación de la compresibilidad de la formación en YNF

Uno de los puntos importantes para la aplicación del método de balance de materia en YNF es la estimación de la compresibilidad de la formación ( $C_f$ ) que en este caso se debe de considerar una  $C_f$  promedio que incluya matriz y fractura, una manera de tener una estimación

inicial de  $C_f$  es estimar la compresibilidad total. A partir del método de Economides (1994), el cual se basa en que la recuperación de fluidos en un yacimiento bajosaturado de aceite depende de la expansión asociada al vaciamiento y a la declinación de presión. El método emplea el concepto general de compresibilidad total y el factor de recuperación (ecuación 10). Se requiere conocer la historia de presión – producción, saturaciones y compresibilidades del aceite y del agua. Con el comportamiento del factor de recuperación en función del comportamiento de la presión, se estima la compresibilidad total del sistema (Economides, 1994), a partir de la ecuación 11:

$$F_r = \frac{V_p}{V_t} = e^{C_t(p_i - p)} - 1 \quad (10)$$

Despejando de la ecuación anterior se obtiene la compresibilidad total  $C_t$ , de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_t = \frac{\ln(Fr + 1)}{p_i - p} \quad (11)$$

La compresibilidad total se define por la siguiente expresión:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_f \quad (12)$$

Despejando  $C_f$  se obtiene la ecuación siguiente:

$$C_f = C_t - C_o S_o - C_w S_w \quad (13)$$

Para el caso de los YNF el valor de  $C_f$  determinada con la ecuación anterior sería la compresibilidad de la formación promedio de matriz y fractura ( $C_{f,NF}$ ). Para el caso de los yacimientos de una sola porosidad se puede estimar  $C_f$  por medio de la **Figura 3**, en la cual se muestra la variación de la  $C_f$  en función de la porosidad, en esta figura se muestra la correlación de Hall para areniscas y la correlación de Van der Knaap utilizada para calizas consolidadas.

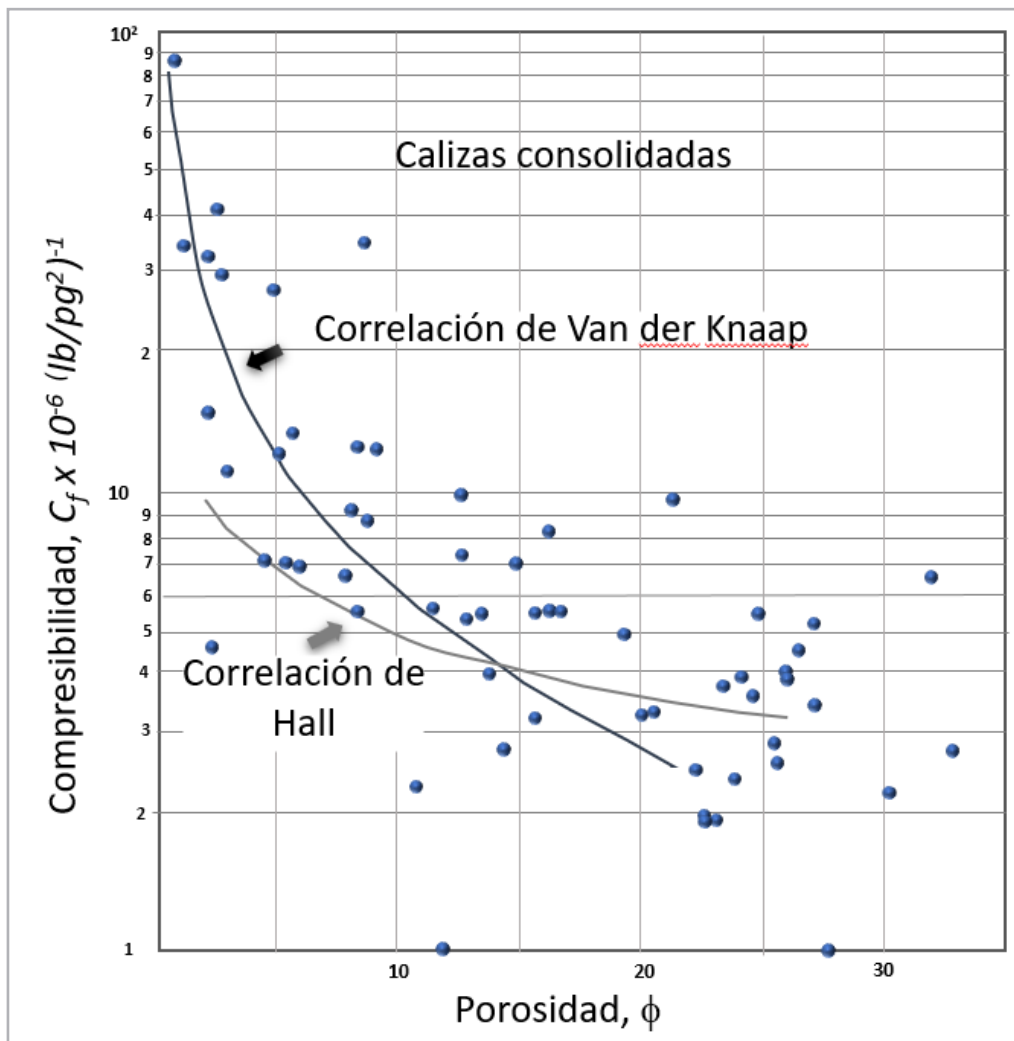


Figura 3. Compresibilidad de la formación para rocas de una sola porosidad (Earlougher, 1977).

Otra técnica para determinar la compresibilidad de la fractura promedio para un YNF, es utilizando la gráfica del comportamiento experimental de la compresibilidad de la formación contra la porosidad (Samaniego, 2005), **Figura 4**, en este caso se pueden utilizar los valores obtenidos de esta gráfica para obtener la compresibilidad de la fractura de

acuerdo con el tipo de yacimiento, hay que recordar que se tienen cuatro tipos de yacimientos naturalmente fracturados (Nelson, 1987). Para determinar la compresibilidad de la matriz si no se cuenta con datos experimentales, se pueden utilizar las correlaciones de Van der Knapp para carbonatos.

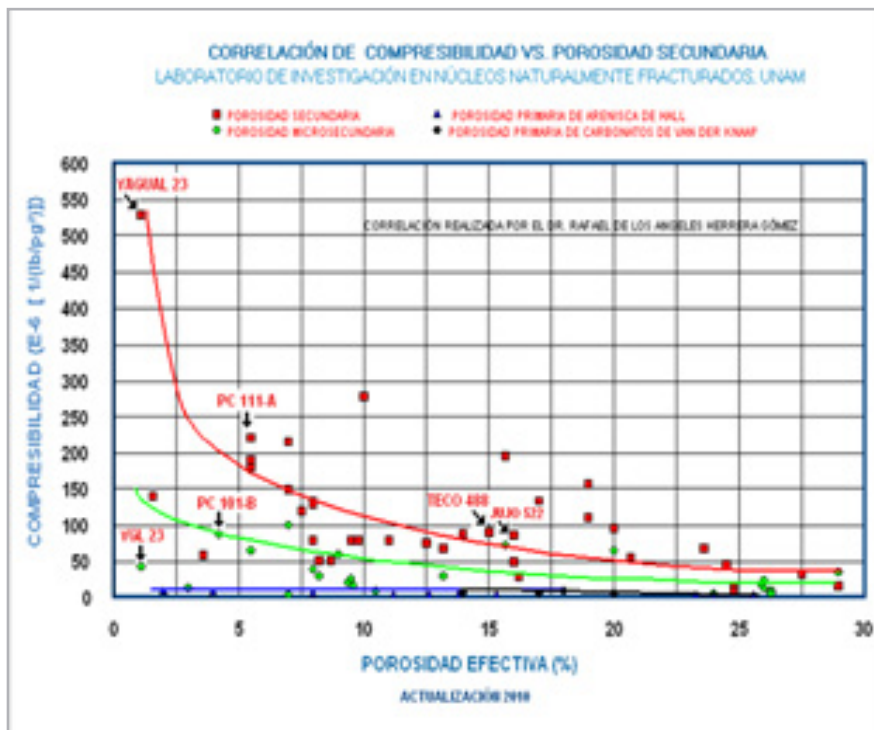


Figura 4. Compresibilidad de la formación obtenidas experimentalmente para rocas de doble porosidad, (Samaniego, 2005)

Una vez que se ha calculado la porosidad de la matriz y de la fractura, se calcula la compresibilidad de la formación promedio para el medio naturalmente fracturado:

$$C_{f,NF} = (1 - f_v) * C_m + f_v * C_s \tag{14}$$

Para evaluar el flujo de trabajo propuesto para determinar el volumen original de aceite (N), se utilizó información de dos yacimientos naturalmente fracturados: Abate y Cardumen, los resultados se muestran a continuación.

### Aplicación casos de campo

Es importante clasificar los YNF, ya que una de las técnicas más confiables (Nelson, 2001), clasifica los yacimientos en cuatro tipos, los cuales son los siguientes:

**Tipo I.** La permeabilidad y almacenaje se encuentran en las fracturas; la matriz no aporta.

**Tipo II.** La permeabilidad y almacenaje se encuentran en las fracturas; la matriz presenta el mayor almacenaje y muy baja permeabilidad.

**Tipo III.** Las fracturas proporcionan permeabilidad y la matriz tiene capacidad de almacenamiento y flujo.

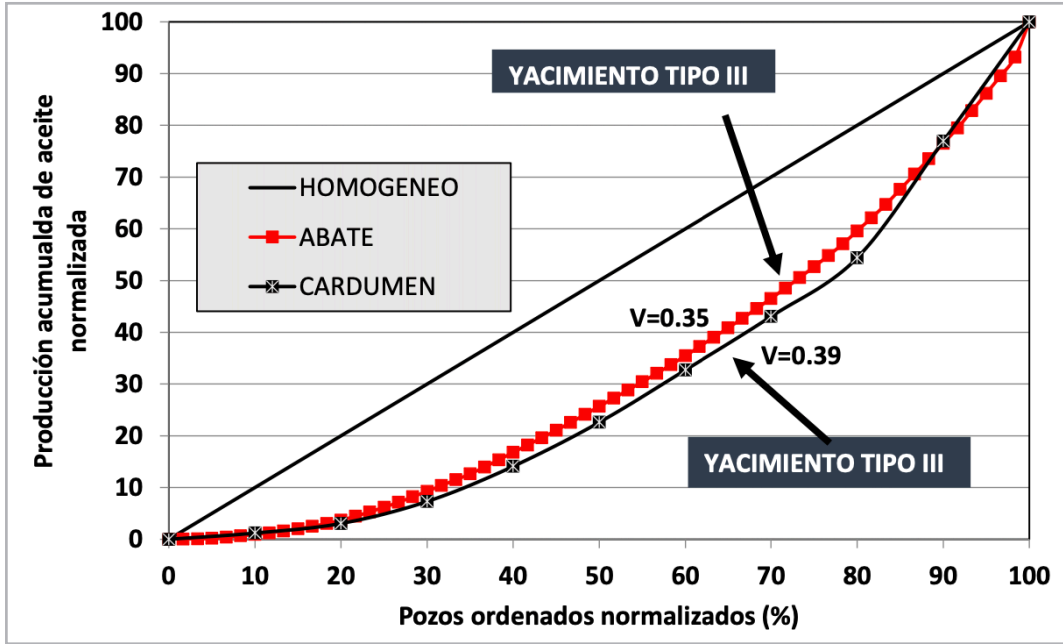
**Tipo IV.** Las fracturas no proporcionan porosidad o permeabilidad adicional, pero crean anisotropía (barreras) en el yacimiento; todo el almacenaje y movimiento es por la matriz.

Una manera de clasificar los yacimientos de forma cuantitativa es realizando una gráfica de pozos normalizados acumulados contra producción acumulada normalizada (Nelson, 2001), con esta técnica se puede determinar un factor de heterogeneidad (V), mediante el cual se pueden clasificar los YNF. En esta figura los YNF con valores de V más bajos cercanos a un valor de 0.30 y que se acercan más al valor homogéneo (cercano a la línea recta), se clasifican como Tipo III, los yacimientos con valores más altos de V del



orden de 0.70 y más alejados de la línea recta se clasifican como de tipo II. Se aplicó la técnica de Nelson a los datos de ambos campos Abate y Cardumen, como se muestra en la **Figura 5**, obteniendo como resultado que los dos son del tipo III, lo cual significa que tienen buenas propiedades de flujo

en la matriz y en la fractura. Es importante comentar que esta clasificación indica básicamente la buena comunicación que existe en los yacimientos naturalmente fracturados, aunque tengan propiedades del medio contrastantes.



**Figura 5.** Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados Abate y Cardumen.

**Campo Abate:** Es un YNF el cual inició su explotación en enero de 1982, tiene una permeabilidad efectiva promedio muy alta, del orden de 2,000 md, porosidad muy buena del 8 %, y saturación de agua baja del 13 %, típica de los YNF, en la **Tabla 1**, se presenta un resumen de los datos generales del campo.

Datos Generales Campo Abate	
Propiedad	Valor
Fecha de inicio de producción	01/01/1982
Tipo de yacimiento	YNF
Formación productora	BP, KS, KM, KI
Tipo de formación productora	Calizas dolomitizadas
Volumen original de aceite (mmbbls)	5,044.7
Volumen original de gas (mmmpc)	3,597.2
Área (km <sup>2</sup> )	71.0
Espesor neto (m)	240.0
Porosidad (%)	8.2
Saturación de agua (%)	13.0
Permeabilidad efectiva promedio (md)	2,000.0
Profundidad de referencia (mbnm)	2,960.0
Temperatura (°C)	140.0
Densidad del aceite (°API)	28.0
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	392.1
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	180.5
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	188.9
Fact. vol. aceite @ presión inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.5046
Relación gas disuelto @ presión inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	127.0
Prod. Acum. de aceite (mmbbls) @ marzo de 2008	2,153.8
Prod. Acum. de gas (mmmpc) @ marzo de 2008	1,738.6
Factor de recuperación de aceite (%)	42.7
Factor de recuperación de aceite (%)	48.3

**Tabla 1.** Datos generales del Campo Abate.

Uno de los primeros pasos de la metodología propuesta es evaluar el mecanismo de empuje utilizando la gráfica del factor de depresionamiento contra factor de recuperación del aceite (Thakur, 1998), la cual se muestra en la **Figura 6**, observándose que en el yacimiento se

presenta un empuje inicial muy breve de empuje por roca y fluidos, y posteriormente empuje por acuífero e inyección de agua; no se puede distinguir claramente cuando actúa cada mecanismo de empuje.

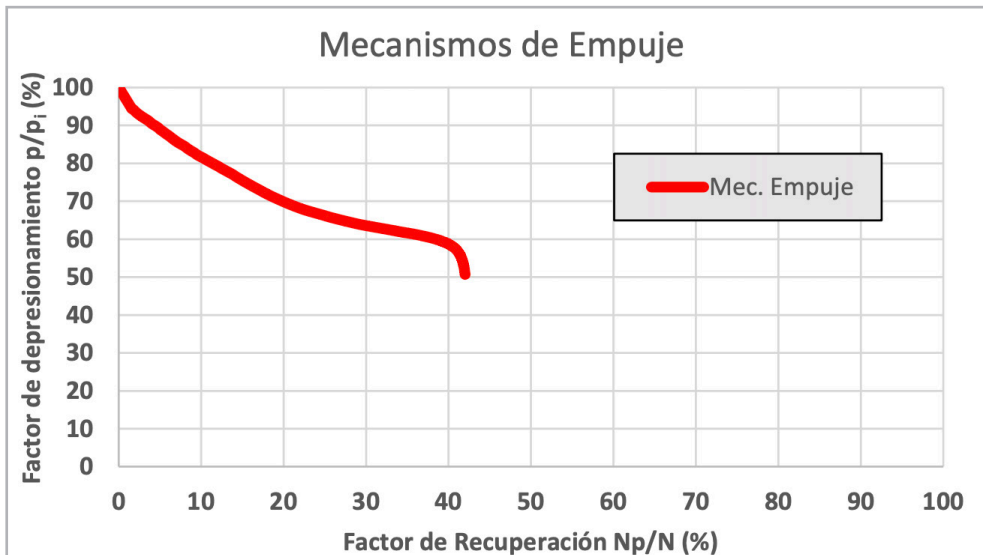


Figura 6. Mecanismos de empuje presentes en el campo Abate.

Se revisó la información de presión y producción del campo y se realizó una corrección de la presión inicial a partir de la gráfica de presión contra producción acumulada de aceite, como se muestra en la **Figura 7**. Es importante comentar que es necesario ajustar la presión inicial, ya que durante el inicio de la explotación de los yacimientos se presenta

flujo transitorio y la aplicación de la técnica de balance de materia debe efectuarse durante el periodo de flujo pseudoestacionario (Barrón, 2005) el cual se observa con el ajuste lineal de la presión ( $\log p$ ) contra la producción acumulada de aceite ( $Np$ ).

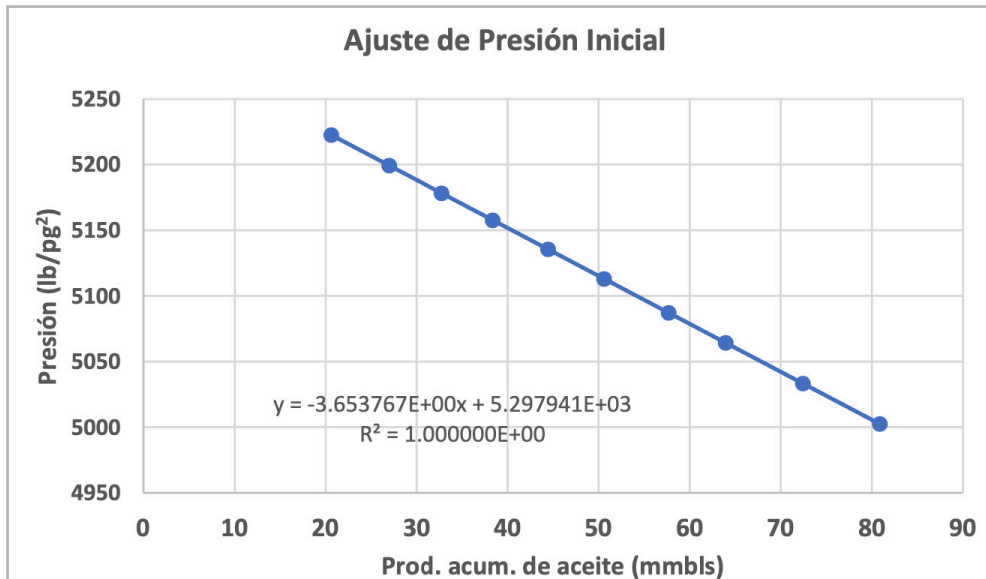
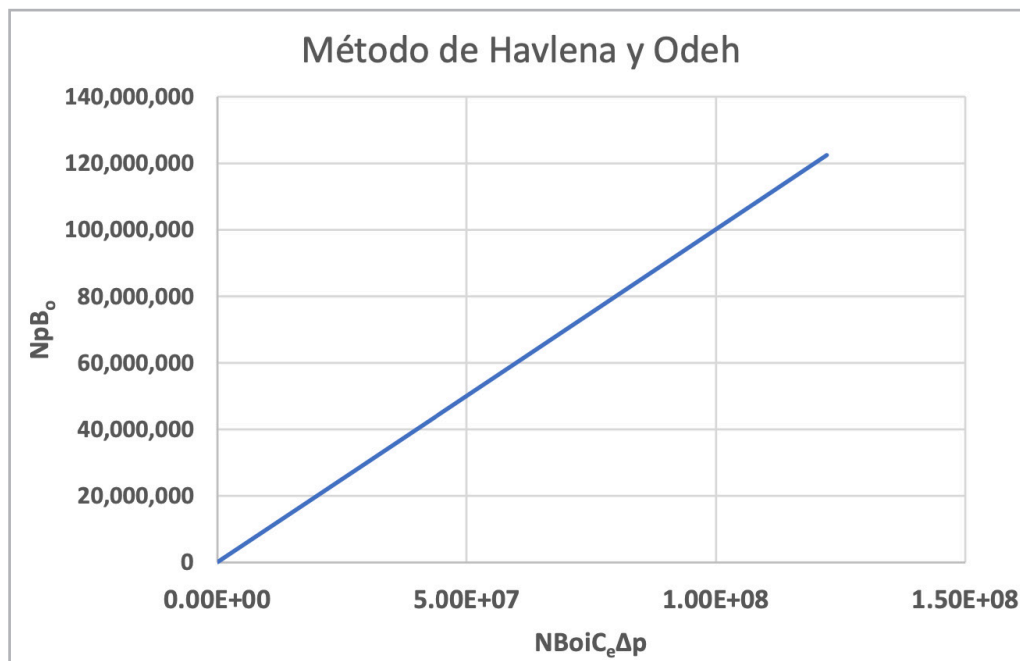


Figura 7. Comportamiento de la presión contra la producción acumulada de aceite para el ajuste de la presión inicial, campo Abate.

Ya que se detectó que existía en el campo la presencia del empuje de roca y fluidos, se elaboró la figura propuesta por Havlena y Odeh (1963, 1964), en la cual se determinó el período inicial de la línea recta, en que actúa el empuje por roca y fluidos, ya que es necesario estimar la compresibilidad efectiva ( $C_e$ ) para aplicar el método; se determinaron las compresibilidades del agua ( $C_w$ ) a partir de correlaciones (Mc Cain, 1991) y la compresibilidad del aceite a partir del análisis PVT, la  $C_f$  del sistema de fracturas se estimó inicialmente de la gráfica de datos experimentales para YNF (Samaniego, 2005), y el coeficiente de partición se obtuvo del modelo discreto de fracturas (DFN) el cual sirve de insumo al modelo de simulación del yacimiento,

cabe aclarar que se utilizó la curva roja de la Figura 4, ya que se trata de un yacimiento de muy alta permeabilidad con sistemas de cavernas y fracturas; la **Figura 8** muestra el período de la línea recta de acuerdo con el método de Havlena y Odeh (1963, 1964).

Se calculó la presión del yacimiento y se ajustó la presión, variando la compresibilidad promedio de la formación promedio ( $C_{f,NF}$ ) y  $N$  hasta que se obtuvo el mejor ajuste, como se muestra en la **Figura 9**. En la **Tabla 2** se muestran los datos de  $C_w$ ,  $C_o$  y  $C_{f,NF}$  y la  $C_e$ , obtenidos del ajuste para el comportamiento de presión contra  $Np$ .



**Figura 8.** Comportamiento de línea recta de  $NpB_o$  contra  $NB_o i C_e Δp$ , campo Abate.

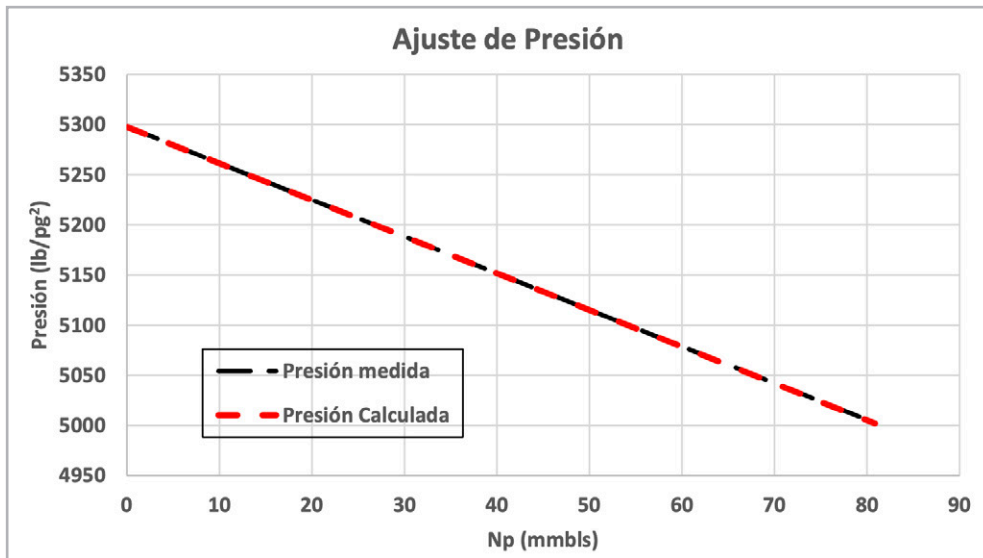


Figura 9. Comportamiento de presión contra producción acumulada de aceite, datos medidos y ajustados, campo Abate.

Cálculo de la compresibilidad efectiva				
$p_i$	5297.7	(lb/pg <sup>2</sup> )	372.6	(kg/cm <sup>2</sup> )
$C_w$	2.91E-06	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	4.14E-05	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$C_f$	3.60E-05	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	5.12E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$S_{wc}$	0.13	(fracción)	0.13	(fracción)
$C_o$	1.172E-05	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	1.667E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$C_e$	5.35E-05	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	7.61E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$B_{oi}$	1.5091	(bl/bl)		

Tabla 2. Datos de  $p_i$ ,  $C_w$ ,  $C_f$ ,  $C_o$ ,  $C_e$  y  $B_{oi}$  obtenidos del ajuste de presión, Campo Abate.

Los valores de compresibilidad de formación usados para el ajuste de presión se muestran en la **Tabla 3**.

Valores de compresibilidad de formación		
Método	Compresibilidad de la formación	
	10 <sup>-6</sup> (1/lb/pg <sup>2</sup> )	10 <sup>-6</sup> (1/kg/cm <sup>2</sup> )
Van der Knaap*	7.0	99.5
Samaniego**	46.9	666.9
Economides	44.0	626.1
* Porosidad total 8.0 %		
** Se utilizó $C_m = 7 \times 10^{-6}$ (1/lb/pg <sup>2</sup> ), $C_f = 140 \times 10^{-6}$ (1/lb/pg <sup>2</sup> ) y Coef. Partición 0.16		

Tabla 3. Datos de compresibilidad de la formación obtenidos por diferentes métodos, Campo Abate.

Como se puede observar, el ajuste de la presión se obtuvo una compresibilidad de la formación promedio ( $C_{f,NF}$ ) de  $36 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), valor que se compara favorablemente con los determinados a partir de datos experimentales y mediante el cálculo obtenido a partir de la compresibilidad total.

Como se muestra en la **Tabla 4**, el volumen original de aceite oficial (5,044.7 mmbbls) y calculado (5,125.0 mmbbls)

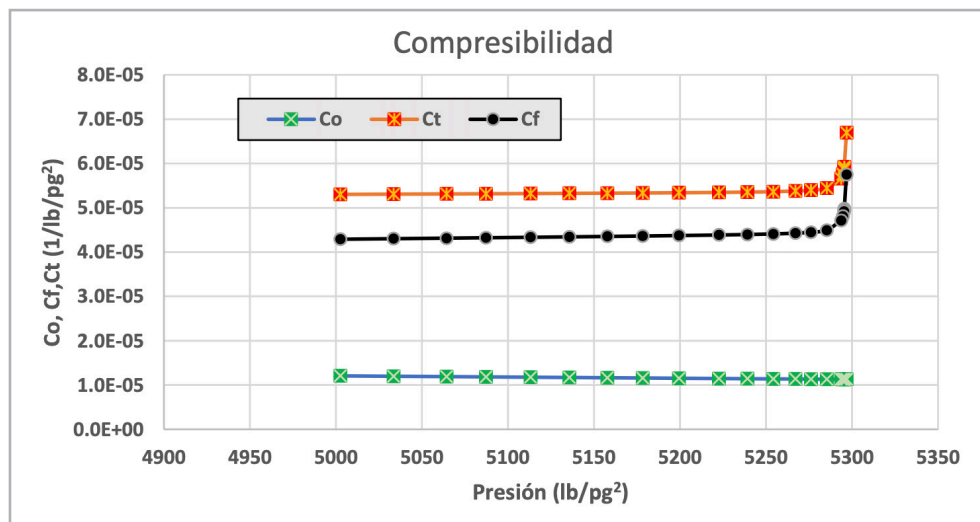
comparan favorablemente, con una desviación menor al 2 %. Una vez que se ha determinado el volumen original (N) de manera exitosa, se debe de probar que este volumen original y la compresibilidad reproduzcan el comportamiento de la historia del yacimiento, para lo cual se debe de realizar un estudio completo de balance de materia.

Volumen original oficial			Volumen original justado		
N	5044.7	(mmbbls)	N	5125.0	(mmbbls)
G	3597.2	(mmmpc)	G	3654.4	(mmmpc)

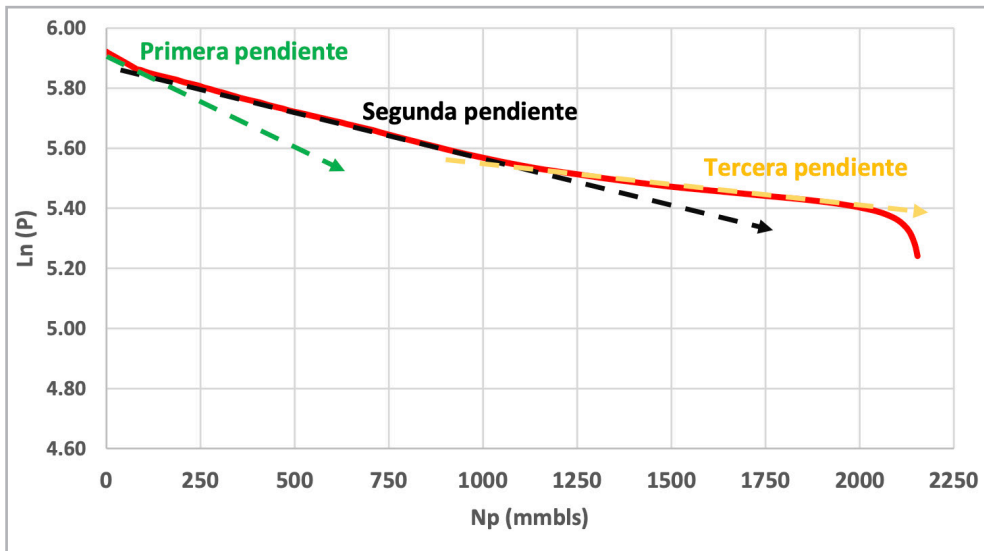
**Tabla 4.** Valores del Volumen original de aceite y gas, oficial y ajustado, Campo Abate.

En la **Figura 10**, se muestra el comportamiento de la  $C_b$ ,  $C_f$  y  $C_o$ , obtenidos con el método de Economides (1994); se observan tendencias bastante lineales en su comportamiento y se obtuvo un valor de la compresibilidad de formación promedio de  $44.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), el cual es muy cercano al valor experimental de  $46.9 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).

Se aplicó el método de Meza (1987) para calcular el volumen original de aceite (N) por lo cual, se construyó la gráfica del logaritmo natural de presión  $\ln(p)$  contra producción acumulada de aceite ( $Np$ ) para determinar los valores de las pendientes y de los mecanismos de empuje, estos se muestran en la **Figura 11**, se pueden observar claramente tres pendientes: la primera expansión de fluidos y roca, la segunda expansión del acuífero y la tercera inyección de agua.



**Figura 10.** Comportamiento de la compresibilidad total, compresibilidad del aceite y compresibilidad de la formación, Campo Abate.



**Figura 11.** Comportamiento del logaritmo natural de la presión con respecto a la producción acumulada de aceite, Campo Abate.

La **Tabla 5**, muestra los valores utilizados para calcular el volumen original por el método de Meza (1987), utilizando la misma  $C_{f,NF}$ , empleada con el método de Havlena y Odeh (1963, 1964), de  $36 \times 10^{-6}$  (1/lb/ρg<sup>2</sup>) obteniéndose

un volumen original de 5,265.9 mmbles, el cual tiene una desviación de 4.2 % con respecto al volumen original oficial 5044.68 mmbles.

Determinación del Volumen Original (Meza, 1987)		
$p_i=$	372.6	(kg/cm <sup>2</sup> )
$p_1=$	351.8	(kg/cm <sup>2</sup> )
$N_{pi}=$	0	(mmbles)
$N_{p1}=$	80.853	(mmbles)
$\beta_1=$	1410.304	(mmbles/ciclo)
$N_p=$	80.85	(mmbles)
$p_1=$	351.79	(kg/cm <sup>2</sup> )
$\Delta N_p=$	80.853	(mmbles)
$C_e=$	7.61E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$dN_p/dp=$	3.8951	(mmbles/kg/cm <sup>2</sup> )
$N=$	5265.9	(mmbles)

**Tabla 5.** Valores del Volumen original de aceite determinado por el método de Meza (1987), Campo Abate.

**Campo Cardumen.** Es un YNF, el cual inició su explotación en marzo de 1980; tiene una permeabilidad efectiva promedio media del orden de 73.9 md, porosidad muy

baja de 4.1 %, y saturación de agua de 13.8 %, típica de los YNF; la **Tabla 6**, presenta un resumen de los datos generales del campo.

Datos generales Campo Cardumen	
Propiedad	Valor
Fecha de inicio de la producción	01/01/1980
Tipo de yacimiento	YNF
Formación productora	KI
Tipo de formación productora	Calizas dolomitizadas
Volumen original de aceite (mmbls)	157.4
Volumen original de gas (mmmpc)	306.6
Área (km <sup>2</sup> )	13.9
Espesor neto (m)	113.6
Porosidad (%)	4.1
Saturación de agua (%)	13.8
Permeabilidad efectiva promedio (md)	73.9
Profundidad de referencia (mbnm)	5,579.0
Temperatura (°C)	158.9
Densidad del aceite (°API)	41.0
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	653.4
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	306.8
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	118.2
Factor vol. aceite @ presión inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	2.6904
Relación gas disuelto @ presión inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	346.9
Prod. acum. de aceite (mmbls) @ nov. de 2007	73.4
Prod. acum. de gas (mmmpc) @ nov. de 2007	150.5
Factor de recuperación de aceite (%)	46.6
Factor de recuperación de aceite (%)	49.1

**Tabla 6.** Datos generales del Campo Cardumen.

Se determinaron los mecanismos de empuje a partir de la figura del factor de depresionamiento contra factor de recuperación del aceite (Thakur, 1998), la cual se muestra en la **Figura 12**; se observa que en el yacimiento se presenta un empuje inicial de roca y fluidos y posteriormente el

mecanismo de segregación gravitacional, ya que se alcanza la  $P_b$  en el yacimiento, y posteriormente una tercera pendiente probablemente debida a la extracción de gas del casquete secundario; en este yacimiento no se presenta la influencia de un acuífero.



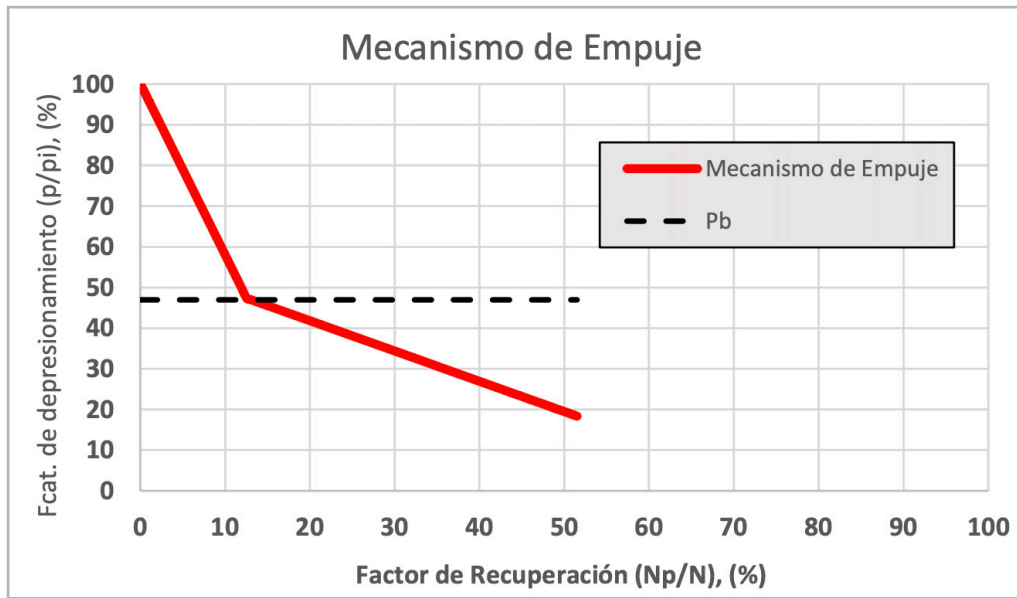


Figura 12. Comportamiento del factor de recuperación del aceite contra el factor de depresionamiento, Campo Cardumen.

Se revisó la información de presión y producción del campo, realizándose una corrección de la presión inicial a partir de la gráfica de presión contra producción acumulada de aceite, como se muestra en la Figura 13.

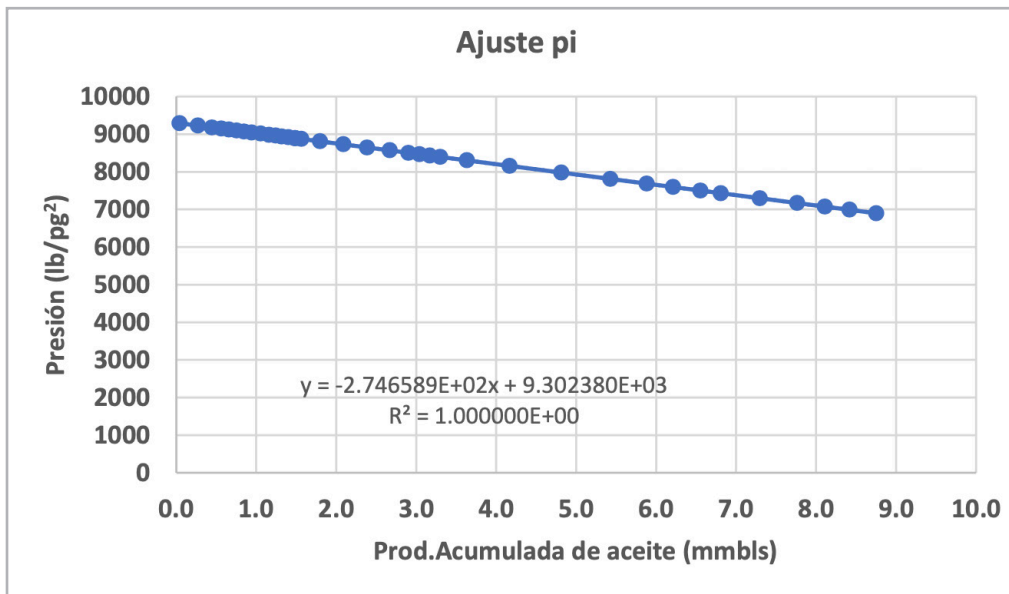
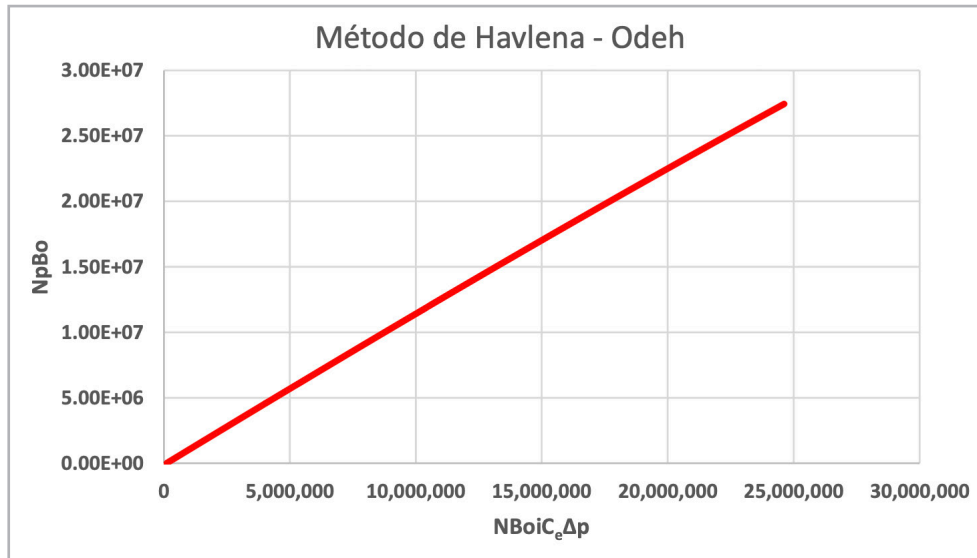


Figura 13. Comportamiento de la presión contra la producción acumulada de aceite, Campo Cardumen.

Ya que se determinó que existía la presencia del empuje de roca y fluidos, se aplicó el método de Havlena y Odeh (1963, 1964), por medio del cual se determinó el período de la línea recta, en el que actúa el empuje por roca y fluidos, ya que es necesario estimar la compresibilidad efectiva ( $C_e$ ). Para aplicar el método, se determinaron las  $C_w$  a partir de correlaciones (Mc Cain, 1991) y la  $C_o$  a partir del análisis

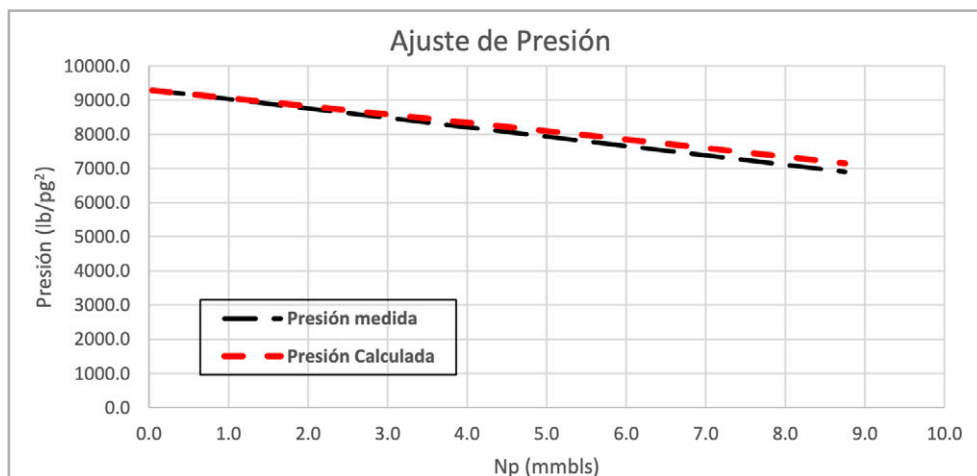
PVT; la compresibilidad del sistema de fracturas se estimó inicialmente de la gráfica de datos experimentales para YNF (Samaniego, 2005), utilizándose la curva verde para microfracturas ya que se trata de un yacimiento de baja porosidad y permeabilidad intermedia. La **Figura 14** muestra el período de la línea recta de acuerdo con el método de Havlena y Odeh, (1963, 1964).



**Figura 14.** Comportamiento de línea recta de  $NpB_o$  contra  $NB_{oi}C_e\Delta p$ , Campo Cardumen.

Se calculó la presión del yacimiento con la ecuación 4, y se ajustó la presión variando la  $C_{f,NF}$  y  $N$ , hasta que se obtuvo el mejor ajuste, como se muestra en la **Figura 15**. En la

**Tabla 7** se muestran los datos de  $C_w$ ,  $C_o$  y de  $C_{f,NF}$  y la  $C_e$  que se obtuvieron del ajuste del comportamiento de  $p$  contra  $Np$ .



**Figura 15.** Comportamiento de la presión contra producción acumulada de aceite, datos medidos y ajustados, Campo Cardumen.

Cálculo de la compresibilidad efectiva				
$p_i=$	9291.6	(lb/pg <sup>2</sup> )	653.4	(kg/cm <sup>2</sup> )
$C_w=$	2.72E-06	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	3.86E-05	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$C_f=$	9.00E-06	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	1.28E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$S_{wc}=$	0.138	(fracción)	0.138	(fracción)
$C_o=$	1.905E-05	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	2.709E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$C_e=$	2.99E-05	(1/lb/pg <sup>2</sup> )	4.26E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$B_{oi}=$	2.6904	(bl/bl)		

**Tabla 7.** Datos de  $p_i$ ,  $C_w$ ,  $C_f$ ,  $C_o$ ,  $C_e$  y  $B_{oi}$  obtenidos en el ajuste de presión, Campo Cardumen.

Los valores de la compresibilidad de formación usados para el ajuste de presión se incluyen en la **Tabla 8**.

Valores de compresibilidad determinados		
Método	Compresibilidad de la formación	
	10 <sup>-6</sup> (1/lb/pg <sup>2</sup> )	10 <sup>-6</sup> (1/kg/cm <sup>2</sup> )
Van der Knaap*	14.0	199.1
Samaniego**	15.6	221.8
Economides	13.0	185.4
* Porosidad total 4.1 %		
** Se utilizó $C_m= 7 \times 10^{-6}$ (1/lb/pg <sup>2</sup> ), $C_f= 80 \times 10^{-6}$ (1/lb/pg <sup>2</sup> ) y Coef. Partición 0.118		

**Tabla 8.** Datos de compresibilidad de la formación obtenidos por diferentes métodos, Campo Cardumen.

Como se puede observar el ajuste de la presión se obtuvo con una  $C_f$  de  $9 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), valor menor a los determinados a partir de datos experimentales y mediante el cálculo de  $C_{f,NF}$ , obtenida a partir de la  $C_i$ .

Como se muestra en la **Tabla 9** el volumen original de aceite oficial y calculado presentan una desviación

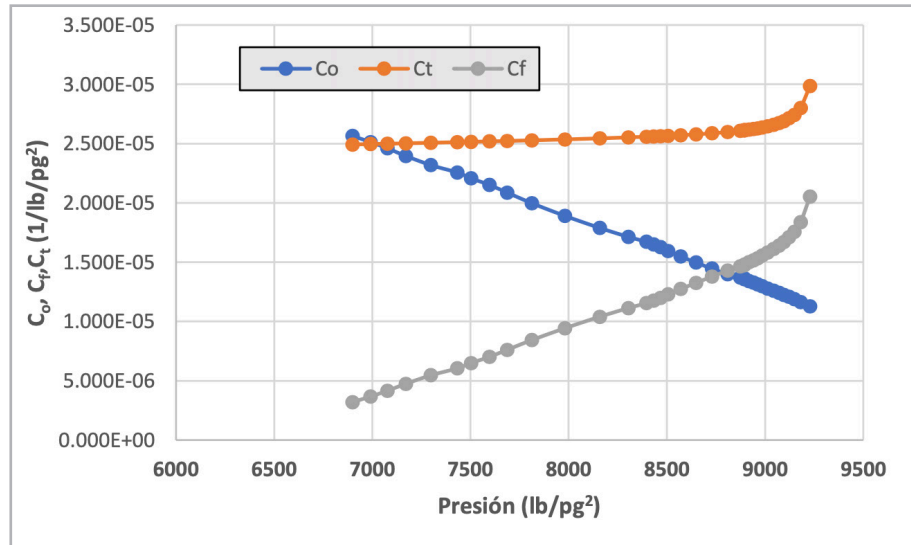
del orden del 10 %. Una vez que se ha determinado el volumen original ( $N$ ), similarmente al caso de campo anterior, se debe probar que este volumen original y la compresibilidad de la formación estimada reproduzcan el comportamiento de la historia del yacimiento, para lo cual se debe realizar un estudio de balance de materia con toda la historia del campo.

Volumen original oficial			Volumen original ajustado		
N	157.4	(mmbbls)	N	142.4	(mmbbls)
G	306.6	(mmmpc)	G	277.4	(mmmpc)

**Tabla 9.** Valores del volumen original de aceite y gas, oficial y ajustado, Campo Cardumen.

En la **Figura 16** se muestra el comportamiento de la  $C_v$ ,  $C_{f,NF}$  y  $C_o$ , obtenidos con el método de Economides (1994); se estimó un valor de la  $C_{f,NF}$  de  $13.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), el cual

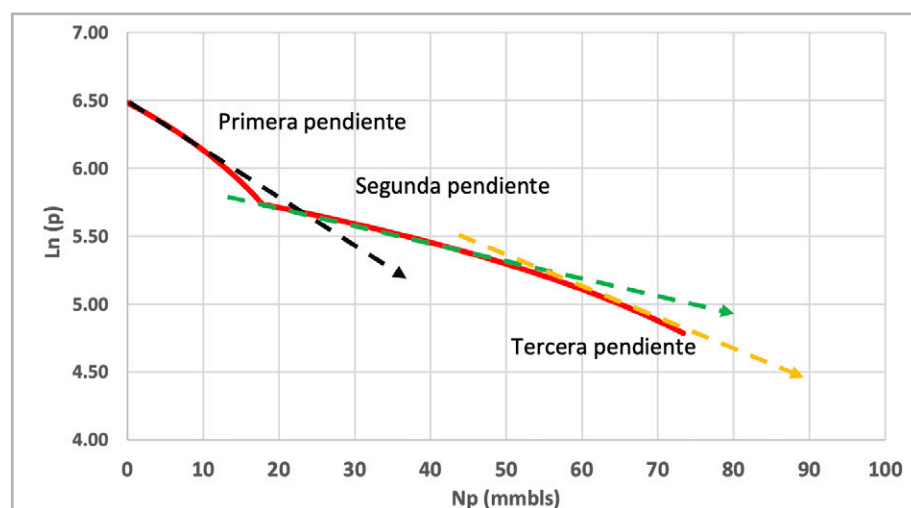
es muy cercano al valor determinado a partir de los valores experimentales de  $15.6 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).



**Figura 16.** Comportamiento de la compresibilidad total, compresibilidad del aceite y compresibilidad de la formación, campo Cardumen.

Se aplicó el método de Meza (1987) para calcular el volumen original de aceite ( $N$ ) por lo cual se construyó la gráfica de  $\ln(p)$  contra ( $Np$ ) para determinar los valores de las pendientes y de los mecanismos de empuje, mostrada en la **Figura 17**, en la que se pueden observar claramente tres pendientes: la primera expansión de fluidos y compactación de la formación, la segunda expansión del casquete de gas y la tercera posiblemente extracción del gas.

La **Tabla 10**, muestra los valores utilizados para calcular el volumen original por el método de Meza (1987); utilizando la misma  $C_{f,NF}$  empleada para el ajuste de presión con el método de Havlena y Odeh (1963, 1964), de  $9 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), se obtuvo un volumen original de 142.3 mmbbls, el cual tiene una desviación de 9.6 % con respecto al volumen original oficial 157.4 mmbbls.



**Figura 17.** Comportamiento del logaritmo natural de la presión con la producción acumulada de aceite, Campo Cardumen.

Método de Maximino Meza		
$p_i$ =	653.4	(kg/cm <sup>2</sup> )
$p_1$ =	485.1	(kg/cm <sup>2</sup> )
$N_{p_i}$ =	0	(mmbls)
$N_{p_1}$ =	8.751	(mmbls)
$\beta_1$ =	29.389	(mmbls/ciclo)
$N_p$ =	8.75	(mmbls)
$p_1$ =	485.14	(kg/cm <sup>2</sup> )
$\Delta N_p$ =	8.751	(mmbls)
$C_e$ =	4.26E-04	(1/kg/cm <sup>2</sup> )
$dN_p/dp$ =	0.0520	(mmbls/kg/cm <sup>2</sup> )
$N$ =	142.3	(mmbls)

**Tabla 10.** Valores del volumen original de aceite determinado por el método de Meza (1987), Campo Cardumen.

## Conclusiones y recomendaciones

1. Para la estimación del volumen original de aceite ( $N$ ) es muy importante que se acoplen la técnica de Meza (1987) y de Havlena y Odeh, para realizar el ajuste de presión y de  $C_{f,NF}$  dentro de la región que se presentan únicamente los mecanismos de empuje de roca y fluidos.
2. Es muy importante que se tengan datos consistentes de la presión del yacimiento, por lo cual se debe de lograr un buen comportamiento entre la presión y la producción acumulada de aceite; también se debe ajustar la presión inicial mediante la gráfica del logaritmo de presión contra la producción acumulada de aceite.
3. Con la aplicación del método de Havlena y Odeh (1993,1994) en el campo Abate, se obtuvieron buenos resultados para el cálculo del volumen original de aceite, calculándose un valor del volumen original de 5,125.0 mmbls, el cual tiene una desviación de 1.6 % con respecto al volumen original oficial 5,044.7 mmbls; el ajuste considera una compresibilidad del medio de doble porosidad promedio ( $C_{f,NF}$ ) de  $36.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).
4. Con el método de Meza (1987) aplicado en el campo Abate, se determinó un valor consistente del volumen original de aceite de 5,265.9 mmbls, el cual tiene una desviación de 4.2 % con respecto al volumen original oficial 5,044.68 mmbls; la compresibilidad del medio de doble porosidad promedio ( $C_{f,NF}$ ) usada para el ajuste fue de  $36.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).
5. En el campo Cardumen con la aplicación del método de Havlena y Odeh, estimo un volumen original de aceite de 142.4 mmbls, el cual tiene una desviación de 9.5 % con respecto al volumen original oficial 157.4 mmbls, se ajustó con una compresibilidad para el medio de doble porosidad promedio ( $C_{f,NF}$ ) de  $9.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).
6. Para el campo Cardumen con la utilización del método de Meza (1987) se determinó un valor del volumen original de aceite de 142.3 mmbls, el cual tiene una desviación de 9.6 % con respecto al volumen original oficial 157.4 mmbls; la compresibilidad ponderada matiz-porosidad secundaria ( $C_{f,NF}$ ) usada en el ajuste fue de  $9.0 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>).
7. Es imprescindible cuando se realizan estudios de balance de materia, tener un rango apropiado de valores para la compresibilidad del medio de doble porosidad, para cuando se efectúe el ajuste de la historia se tenga cuidado de no exceder los rangos físicos disponibles, los cuales se pueden obtener con la metodología presentada en este trabajo.

8. Se debe de tener cuidado con la clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados, ya que aunque se obtuvo que son yacimientos tipo III, con muy buenas propiedades de flujo en la matriz y fractura, se ajustó la presión de los yacimientos con valores muy contrastantes de la compresibilidad promedio del medio naturalmente fracturado ( $C_{f,NF}$ ); para Abate fue de  $36 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>) y para Cardumen de  $9 \times 10^{-6}$  (1/lb/pg<sup>2</sup>), esto se puede visualizar fácilmente por los valores de permeabilidad efectiva de los yacimientos Abate 2,000 md y Cardumen 73.9 md.
9. Los valores determinados de N y de  $C_{f,NF}$ , obtenidos con la metodología propuesta, se pueden utilizar con un alto grado de confianza, con cambios mínimos para estudios de balance de materia y para cuando se utilicen modelos de simulación numérica de yacimientos, en caso de que no se hayan realizado, o validar los resultados en caso de que ya se cuente con estos trabajos.

## Nomenclatura

$B_o$	Factor de volumen a la presión inicial, (bl/bl), ( $m^3/m^3$ ).
$C_e$	Compresibilidad efectiva, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_f$	Compresibilidad de la formación, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_{f,NF}$	Compresibilidad promedio del medio fracturado, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_m$	Compresibilidad de la matriz, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_o$	Compresibilidad del aceite, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_s$	Compresibilidad de la fractura, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_t$	Compresibilidad total, (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$C_w$	Compresibilidad del agua (1/lb/pg <sup>2</sup> ), (1/kg/cm <sup>2</sup> ).
$F_r$	Factor de recuperación (%).
$f_v$	Coefficiente de partición matriz – fractura (fracc.).
G	Volumen original de gas (mmmp <sup>3</sup> @ c.e.).
$G_p$	Gas producido acumulado, (mmmp <sup>3</sup> @ c.e.).
N	Volumen original de aceite, (mmbbls @ c.e.).

$N_p$	Producción acumulada de aceite (mmbbls @ c.e.).
$N_{p1}$	Producción acumulada de aceite al final de la primera pendiente, método de Meza, (mmbbls @ c.e.).
$p$	Presión en el yacimiento, (lb/pg <sup>2</sup> ), (kg/cm <sup>2</sup> )
$p_i$	Presión inicial, (lb/pg <sup>2</sup> ), (kg/cm <sup>2</sup> ).
$P_y$	Presión del yacimiento (kg/cm <sup>2</sup> ), (lb/pg <sup>2</sup> ).
$P_b$	Presión de burbuja (kg/cm <sup>2</sup> ), (lb/pg <sup>2</sup> ).
$P_1$	Presión al final de la primera pendiente método de Meza, (lb/pg <sup>2</sup> ), (kg/cm <sup>2</sup> ).
$R_{si}$	Relación gas disuelto aceite inicial en el yacimiento ( $m^3/m^3$ ), ( $p^3/bl$ ).
$S_o$	Saturación de aceite (fracc.).
$S_w$	Saturación de agua (fracc.).
$\beta$	Pendiente de la línea recta logaritmo natural de presión contra producción acumulada de aceite (mmbbls/ciclo)
$\beta_1$	Pendiente de la primera línea recta, (mmbbls/ciclo).
$\Delta p$	Caída de presión, (lb/pg <sup>2</sup> ), (kg/cm <sup>2</sup> ).

## Agradecimientos

Se agradece al Ing. Ricardo Toledo Piña y a la M. en C. Rudaina Carolina Nasser Salazar el apoyo y sugerencias para la elaboración del presente estudio.

## Referencias

- Barrón, T. R. 2005. Nueva Metodología para Realizar Balance de Materia, Red de Expertos en Yacimientos, Subdirección Técnica de Explotación, Reporte Interno, Villahermosa, Tab. (Mayo).
- Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Dake, L. P. 2001. *The Practice of Reservoir Engineering*, revised edition. Amsterdam: Elsevier.
- Economides, M. J., Hill, A. D. y Ehlig-Economides, C. E. 1994. *Petroleum Production Systems*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

Havlena, D. y Odeh, A. S. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *J Pet Technol* **15** (08): 896-900. SPE-559-PA. <https://doi.org/10.2118/559-PA>.

Havlena, D. y Odeh, A. S. 1964. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Part II: Field Cases. *J Pet Technol* **16** (07): 815-822. SPE-869-PA. <https://doi.org/10.2118/869-PA>.

León García, A., Nasser S., R. C. y Toledo P., R. 2014. Procedimiento para la Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos para Yacimientos de Doble Porosidad en Estudios de Balance de Materia, Reporte Interno, Grupo Interdisciplinario Ixtal Manilk, Activo Integral Abkatun, Pemex Exploración y Producción, Paraíso Tab. (agosto).

McCain, W. D. 1991. Reservoir-Fluid Property Correlations—State of Art. *SPE Res Eng* **6** (02): 266-272. SPE-18571-PA. <https://doi.org/10.2118/18571-PA>.

Meza Meza, M. 1987. Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos. *Ingeniería Petrolera X (X)*:28-39.\*

Nelson, R. A. 2001. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

Samaniego Verduzco, F. 2005. Influencia de la Compresibilidad de la Formación Cf en los Estudios de Ingeniería de Yacimientos. Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Delegación Comalcalco, presentación realizada el 26 de Mayo.

Thakur, G. C. y Satter, A. 1998. *Integrated Waterflood Asset Management*. Tulsa, Oklahoma: PennWell.

\* Meza Meza, M. 1987. Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos. XXV Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C., Ciudad, Estado, mes,día de inicio-día de finalización.

## Semblanza de los autores

### Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del IPN en 1978, distinguido como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPMI de la UNAM.

Laboró en el IMP, Pemex, Schlumberger y en Grupo R Petróleo y Gas. Ha sido distinguido con la medalla Juan Hefferan (1997) y galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas (2002), ambas preseas fueron otorgadas por la AIPM. Actualmente, es Profesor de Asignatura de la DEPMI de la UNAM. Es Miembro de A.I.P.M., del CIPM y de la SPE.

### **Claudia León Villeda**

Es Ingeniera Física egresada de la Universidad Autónoma Metropolitana, realizó su Maestría en Ingeniería Petrolera en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de UNAM.

Cuenta con más de 10 años de experiencia en el área de simulación numérica de yacimientos y en estudios de balance de materia.

Actualmente, se encuentra laborando en la Compañía Petrolera Cárdenas Mora en el área de Recuperación Secundaria y Mejorada.

### **Fernando Samaniego Verduzco**

Realizó sus estudios en la Especialidad de Ingeniería Petrolera, Licenciatura y Maestría en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Doctorado en la Universidad de Stanford, EUA.

Fue Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, Instituto de Investigaciones Eléctricas y Petróleos Mexicanos. Actualmente es profesor Emérito en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM.