

Balance de materia en yacimientos de aceite negro de arenas lenticulares

María Fernanda Martínez Rodríguez

Bernardo Martínez García

Fernando Samaniego Verduzco

UNAM

Alfredo León García

Grupo R Petróleo y Gas

Artículo recibido en enero de 2019 y aceptado en abril de 2019

Resumen

En este trabajo se realiza una revisión de la aplicación de la ecuación de balance de materia (EBM), para evaluar el volumen original de hidrocarburos en los yacimientos terrígenos que se explotan actualmente en el área Tabasco-Chiapas.

La ecuación de balance de materia sigue siendo una herramienta práctica y sencilla que en conjunción con información del sistema presión-producción, roca-fluidos durante la vida productiva del yacimiento, permite calcular las reservas de hidrocarburos.

Es de importancia vital evaluar y conocer los mecanismos de empuje asociados a los yacimientos para replantear estrategias de explotación, buscando siempre maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos.

El método de balance de materia se aplica cuando el yacimiento cuenta con una historia de presión, producción, estudios de análisis **PVT**, e información petrofísica, como fue el caso de aplicación que se presenta en este trabajo a un campo que se explota actualmente en el área de Reforma.

Se concluye que la ecuación de balance de materia continúa siendo una herramienta práctica, sencilla y económica para ajustar y predecir el comportamiento de un yacimiento, permitiendo estimar los datos esenciales del volumen original de aceite N o el de gas G y el de agua en el acuífero posible asociado V_w , dado que los estudios con simuladores numéricos requieren bastante información a detalle y un alto costo económico para su realización.

Fue factible calcular el volumen original de hidrocarburos y entrada de agua mediante el empleo de una hoja de cálculo práctica y sencilla en Excel, la cual permite realizar un análisis del comportamiento de explotación, como fue el caso del campo Almendros que se presenta en este trabajo.

Palabras clave: Balance de materia, volumen original de hidrocarburos.

Material balance in black oil deposits of lenticular sands

Abstract

In this paper, a review of the application of the material balance equation (EBM) is performed to evaluate the original volume of hydrocarbons in the terrigenous deposits that are currently exploited in the Tabasco-Chiapas area.

The material balance equation continues to be a practical and simple tool that, in conjunction with information from the pressure-production system, rock-fluids during the productive life of the reservoir, allows calculating hydrocarbon reserves.

It is of vital importance to evaluate and know the production mechanisms associated with the reservoir to rethink exploitation strategies, always seeking to maximize the hydrocarbon recovery factor.

The material balance method is applied when the field has a history of pressure, production, **PVT** analysis studies, and petrophysical information, as was the case of application presented in this work, to a field that is currently exploited in the Reforma area.

It is concluded that the material balance equation continues to be a practical, simple and economical tool to adjust and predict the behavior of a reservoir, allowing to estimate the essential data of the original volume of oil N , or that of gas G and of water in the possible associated aquifer V_w , given that the studies with numerical simulators require detailed information for a prediction of the reservoir behavior..

It was possible to calculate the original volume of hydrocarbons and water intake by using a simple and practical spreadsheet in Excel, which allows an analysis of operating behavior, as was the case of the Almendros field presented in this work.

Keywords: Material balance, original volume of hydrocarbons.

Introducción

Con el reciente descubrimiento reciente de los campos terrígenos Artesa, Shishito y Rabasa entre otros, en los estados de Tabasco-Chiapas, es importante y estratégico conocer los volúmenes originales de hidrocarburos asociados a estos yacimientos, para poder predecir su comportamiento futuro mediante estrategias de explotación que permitan maximizar su factor final de recuperación.

Durante la explotación de los yacimientos terrígenos, es importante identificar los mecanismos de empuje asociados al yacimiento, información que permitirá oportunamente corregir los procesos de recuperación primaria.

En la actualidad se cuenta con simuladores numéricos para predecir el comportamiento de explotación, los cuales requieren de la información del ajuste de N y V_w , pero debido a su gran complejidad e información detallada de los fluidos y la formación, el método de balance de materia constituye una herramienta sencilla y practica para realizar estudios de tipo global del comportamiento de los yacimientos.

Adicionalmente, el costo económico de un estudio por medio de estos simuladores numéricos es elevado. Por lo

tanto, estos métodos de balance de materia constituyen la herramienta fundamental para el ajuste del comportamiento de un yacimiento.

La Subdirección de Producción Bloque Sur tiene actualmente en producción yacimientos que se explotan en arenas del terciario, constituidos por hidrocarburo líquido de aceite negro, como es el ejemplo del campo que se presenta en este trabajo.

Finalmente se concluye que la EBM continúa siendo una herramienta práctica, sencilla y económica para evaluar y predecir el comportamiento global de un yacimiento.

1.- Conceptos de yacimientos de arenas lenticulares

Para comprender y entender el concepto de arenas lenticulares, se emplea¹ el concepto de sistemas fluviales, los cuales están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos. Estos depósitos se generan en diversas condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales. En función de su sinuosidad se reconocen tres sistemas: Ríos trenzados, Ríos meándricos y Ríos anastomosados, **Figura 1**.

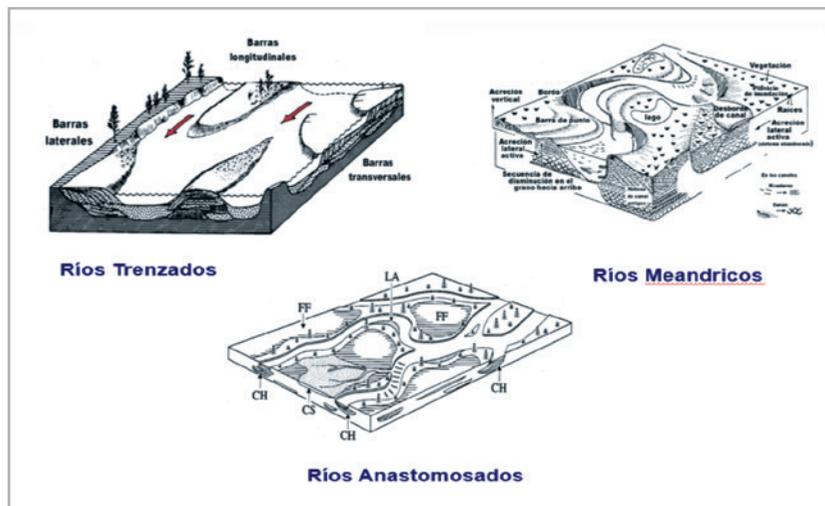


Figura 1. Sistemas de ríos, representativo de ambiente de depósito.

En la Figura 1 se muestra² (Pemex, 2016), una distribución probable de canales y tendencias de flujo; cabe mencionar que un canal productor puede presentar una forma más irregular debido a que su modelo se asume sea de forma trenzada, meándrica o anastomosada, que es característico de un campo que actualmente se explota en la Región de Campos Terrestres de Petróleos Mexicanos.

2.- Volumen original de hidrocarburos

A la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, se le conoce como volumen original y estará confinado por límites geológicos y de fluidos. El volumen neto es la parte del yacimiento donde es posible producir aceite y gas, eliminando las partes densas e impermeables de la formación, el cual se determina de acuerdo a la geometría del yacimiento, así como a la distribución de la porosidad y saturación de hidrocarburos. Este volumen es el que se debe considerar para el cálculo de las reservas.

Este volumen se puede calcular por medio de métodos determinísticos, como son los volumétricos, balance de materia, simulación numérica de yacimientos, pruebas de límite de yacimiento en función de la variación de la presión, etc., así como por métodos probabilísticos tales como Montecarlo, de los tres puntos, etc.

2.1.-Métodos volumétricos: estos métodos se basan en la ponderación areal y vertical de los parámetros que inciden en el cálculo del volumen original, como son la porosidad, saturación de agua y espesor neto, que se obtienen por medición directa en el subsuelo a través de los pozos perforados (interpretación de registros geofísicos, análisis de núcleos y muestras de canal), estimaciones realizadas dentro de los límites que se establezcan en la configuración estructural. Se pueden calcular manualmente o por procedimiento computarizados. Los métodos utilizados son: isohidrocarburos, cimas y bases, e isópacas.

2.2.-Balance de materia: las ecuaciones de balance de materia se basan en el principio de conservación de la materia. Una representación muy simple es el volumen original de hidrocarburos es igual al volumen de hidrocarburos remanente (después de un tiempo de producción) más el volumen de agua que ha invadido el yacimiento. De esta forma el yacimiento se trata como un gran tanque, sin considerar efectos de flujo en su interior. El volumen de hidrocarburos que se obtiene es aquel que está hidráulicamente interconectado. La aplicación del método se basa en la confiabilidad de la siguiente información, presiones medidas del yacimiento, producción de hidrocarburos y agua, así como análisis *PVT* (convencional y/o composicional) de los fluidos. En tanto sea mayor la cantidad original de información disponible, mejores serán los resultados que se obtengan.

En yacimientos de gas natural no asociado, cuando se cuente con historia de producción y de presiones de fondo a pozo cerrado, el volumen original para el caso en que no se tiene un acuífero asociado se determinará de la gráfica de comportamiento p/z vs Gp .

2.3.-Simulación numérica de yacimientos: La simulación como ya se ha establecido su planteamiento, está orientada hacia la predicción del comportamiento del yacimiento y sus pozos variando dentro de los rangos físicos determinados para las propiedades de las formaciones y de los fluidos, además de las características geológicas-geofísicas del yacimiento hasta lograr el ajuste entre el comportamiento real y el calculado por el simulador. Se debe utilizar toda la información disponible tal como modelo geológico, análisis *PVT*, petrofísico (permeabilidades relativas, presiones capilares, mojabilidad, etc.), historia de producción, presiones, registros geofísicos, etc.

2.4.-Pruebas de límite de yacimientos: son pruebas de variación de presión-producción en las que se determinan uno o más límites del yacimiento (barreras, fallas, etc.), así como el volumen de poros comunicados con el pozo.

2.5.-Método probabilístico: es una simulación con técnicas de muestreo, que consiste en determinar la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los factores que determinan la magnitud del volumen original. Se utilizan técnicas como la de Montecarlo de los tres puntos y otras, obteniéndose cálculos del volumen original. Este método se usa en áreas poco conocidas, en donde la información es escasa.

3.-Antecedentes de la ecuación general de balance de materia

La EBM^{3,4} (Amix y cols, 1960; Craft y Hawkins,1954) es un modelo de dimensión cero, basado en el principio de conservación de masa, que consiste esencialmente en un balance volumétrico a condiciones de yacimiento entre los fluidos contenidos inicialmente en el yacimiento y los fluidos contenidos a un tiempo posterior, considerando que las producciones acumuladas de fluidos son el resultado de los efectos combinados de la expansión de los fluidos, la compactación del volumen poroso, la expansión de la capa de gas y la entrada de agua.

Coleman obtuvo la ecuación de balance de materia en 1930 y su trabajo fue usado después por Schilthuis⁵ (1936) y por Turner⁶ (1944). En 1963, Havlena y Odeh⁷ mostraron que debido a que la ecuación era lineal, los datos de comportamiento se pueden presentar por medio

de una línea recta. Esto permite al usuario determinar dos parámetros, tales como el **VOA** y el **VOG** en el caso de un yacimiento con casquete de gas, o el coeficiente de entrada de agua del acuífero en el caso de yacimiento con empuje por agua. Posteriormente, Tehrani⁸ (1985) mejoró el método para determinar el volumen de aceite y de gas usando la técnica de regresión lineal con dos parámetros; Sills⁹ (1990) extendió el trabajo de Tehrani, desarrollando una técnica para determinar el **VOA** y el **VOG** simultáneamente con parámetros del acuífero usando gráficas.

A partir de esta ecuación convencional de balance de materia se han desarrollado diferentes métodos gráficos y de regresión que permiten evaluar el volumen original de aceite y gas, así como los parámetros del acuífero asociado, y predecir el comportamiento del yacimiento. Dentro de los métodos gráficos, están los utilizados para yacimientos volumétricos con casquete de gas asociado¹⁰, yacimiento de aceite y gas con acuífero asociado y método de ajuste de presiones del yacimiento, así mismo, se han considerado varios modelos para cuantificar la entrada de agua, siendo los más utilizados aquellos definidos por Hurst¹¹ (1943) y Van Everdingen y Hurt¹² (1949) para acuífero lineal infinito, radial finito.

Por último, se tienen programas de cómputo¹³ (Wang y cols,1992) que involucran los métodos gráficos, y los iterativos (regresión) que permiten una mayor aplicación.

Dentro de los trabajos, se tiene el que presentó Vo y Cols¹⁴ (1990) quienes propusieron un método que generaliza la ecuación de balance de materia basándose en una gráfica de presión media del yacimiento dividida entre el factor de compresibilidad de dos fases. ($\bar{Z}_{2f}(p)$), contra la producción acumulada de aceite, estimándose con esta gráfica el volumen original de aceite. El cálculo del factor de compresibilidad de dos fases se lleva a cabo a través de los resultados de un proceso experimental de expansión a composición constante (ECC), o de agotamiento.

En 1994, Walsh, Ansah y Raghavan^{15,16}, realizaron un avance significativo en la EBM cuando incluyeron un término nuevo que considera al componente condensado en la fase de vapor. Esto permitió que la EBM se aplicara más rigurosamente a los yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil.

Posteriormente, Walsh^{17,18} (1994,1995), basado en formulaciones desarrolladas para simuladores composicionales numéricos derivó una ecuación general de balance de materia (EGBM) aplicable a cualquier tipo de fluido, incluyendo aceite volátil y gas y condensado.

4. Determinación de la ecuación general de balance de materia

Muchas veces los cálculos del EBM requieren del volumen poroso total (VP) expresado en términos del volumen original de aceite N y el volumen del casquete de gas. La expresión del VP puede derivarse de la introducción del parámetro m :

$$m = \frac{\text{Volumen de gas del casquete primario, blsc @.c.y.}}{\text{Volumen inicial de aceite, blsc @.c.y.}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad \dots (1)$$

Si se despeja el volumen del casquete de gas de la ecuación 1:

$$GB_{gi} = mNB_{oi} \quad \dots (2)$$

Entonces, el volumen inicial de hidrocarburos en el yacimiento es dado por:

Volumen inicial de aceite + Volumen inicial del casquete de gas = $(VP)(1 - s_{wi})$

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (VP)(1 - s_{wi}) \quad \dots (3)$$

Despejando VP:

$$VP = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-s_{wi}} \quad \dots (4)$$

Se trata al VP del yacimiento como un tanque idealizado, tal y como se ilustra en la **Figura 2**, lo cual permite derivar los cambios volumétricos generados durante la vida productiva natural del yacimiento.

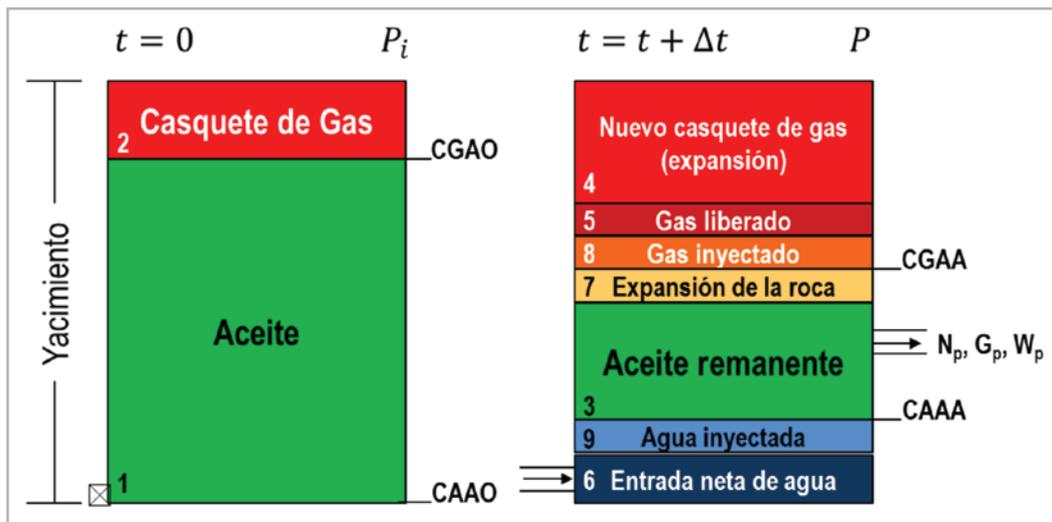


Figura 2. Conceptualización de un modelo de tanque para un yacimiento de aceite.

Es decir:

Los volúmenes iniciales = Σ Cambios de volúmenes

1. Volumen poroso inicial de aceite.
2. Volumen poroso inicial del gas.
3. Volumen poroso del aceite remanente.
4. Volumen poroso del gas en el casquete.
5. Volumen poroso ocupado por el gas disuelto liberado.
6. Volumen poroso de la entrada neta de agua.
7. Cambios en el volumen poroso debido a la expansión del agua y reducción del volumen poroso.
8. Volumen poroso ocupado por el gas inyectado.
9. Volumen poroso ocupado por el agua inyectada.

4.1.-VP de hidrocarburos ocupado por el volumen original de aceite

$$\text{Volumen ocupado por el aceite original en sitio} = NB_{oi} \quad (5)$$

4.2.-VP de hidrocarburos ocupado por el gas en el casquete primario de gas

$$\text{Volumen de gas del casquete primario} = mNB_{oi} \quad (6)$$

donde:

m = Parámetro adimensional definido como la relación del gas en el casquete primario de gas y el volumen inicial de la zona de aceite, Ecuación 1

4.3.-VP de hidrocarburos ocupado por el aceite remanente

$$\text{Volumen de aceite remanente} = (N - N_p)B_o \quad (7)$$

4.4.-VP de hidrocarburos ocupado por el casquete de gas en el yacimiento a la presión actual

Conforme decline la presión del yacimiento, a condiciones actuales, el gas en el casquete de gas se expande y ocupa un volumen mayor, el cual puede determinarse por medio de la expresión siguiente:

$$\text{Volumen del casquete de gas a la } p = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (8)$$

4.5.-VP de hidrocarburos ocupado por el gas disuelto liberado

Parte del volumen de gas disuelto liberado del aceite ocupa un volumen en los espacios porosos de la capa de gas. Aplicando la EBM, este volumen puede determinarse de la manera siguiente:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{Volumen de gas} & & \text{Volumen inicial} & & \text{Volumen de} & & \text{Volumen de} \\ \text{disuelto liberado} & = & \text{de gas en} & + & \text{gas} & + & \text{gas remanente} \\ \text{en el VP} & & \text{solución} & & \text{producido} & & \text{en solución} \end{array}$$

ó:

$$= [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s] B_g \quad (9)$$

4.6.- VP ocupado por la entrada neta de agua

$$\text{Entrada neta de agua} = W_e - W_p B_w \quad (10)$$

4.7.-Cambio en el VP debido a la expansión del agua congénita y la roca

El término que describe la reducción en el VPHc's debido a la expansión del agua congénita y la roca del yacimiento no puede despreciarse para un yacimiento de aceite bajo saturado.

La reducción del VP debido a la expansión del agua congénita está dado por:

$$\text{Expansión del agua congénita} = \left[\frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} \right] c_w \Delta p \quad (11)$$

La reducción en el volumen poroso debido a la expansión de la roca del yacimiento está dada por:

$$\text{Cambio en el VP} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} c_f \Delta p \quad (12)$$

Combinando las ecuaciones 11 y 12 se tiene la representación del total de cambios en el VP:

$$\text{Cambios totales en el VP} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}c_w + c_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta p \quad (13)$$

Las compresibilidades del agua congénita y la de la formación (roca) son generalmente pequeñas comparadas con la compresibilidad del aceite y gas. Con base en lo anterior, los valores de c_w y c_f son significantes para un yacimiento de aceite bajo saturado e impactan en la producción por arriba del punto de burbuja.

Algunos rangos de compresibilidad se enlistan a continuación, **Tabla 1**.

Aceite bajo saturado	$5-50 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Agua	$2-4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Formación	$3-10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Gas a 1000 psi	$500-1000 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Gas a 5000 psi	$50-200 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Tabla 1. Rangos de las compresibilidades de los fluidos.

4.8.-VP ocupado por la inyección de gas y agua

Asumiendo que los volúmenes de G_{inj} y W_{inj} que se han inyectado como un proceso de mantenimiento de presión, el VP total ocupado por estos dos fluidos se expresa por medio de la Ecuación 14.

$$\text{Volumen total} = G_{inj} B_{ginj} + W_{inj} B_w \quad (14)$$

Combinando de la ecuación 5 a la 14 con la 4, y reordenando términos, se obtiene:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi} (1+m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P} \quad (15)$$

La producción acumulada de gas G_p puede expresarse en términos de la relación gas-aceite acumulada R_p y de la producción acumulada de aceite N_p ; esto es:

$$G_p = N_p R_p \quad (16)$$

Combinando la ecuación 16 con la ecuación 15 resulta:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi} (1+m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P} \quad (17)$$

La ecuación 17 se conoce como la **Ecuación general de balance de materia (EGBM)**, una forma más conveniente del uso de la EBM puede obtenerse introduciendo en la ecuación el concepto del factor volumétrico total o de la fase mixta, B_t , el cual se define por medio de la Ecuación 18.

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (18)$$

Al introducir B_t en la ecuación 17 y recordando que, a condiciones iniciales $B_{ti} = B_{oi}$, y suponiendo que no existe inyección de gas o agua, resulta:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + B_{oi} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right]}$$

$$N = \frac{N_p \{ [B_t - (R_{si} - R_s) B_g] + (R_p - R_s) B_g \} - (W_e - W_p B_w)}{\{ [B_t - (R_{si} - R_s) B_g] - B_{ti} \} + (R_{si} - R_s) B_g + B_{ti} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right]}$$

$$N = \frac{N_p [B_t - (R_{si} - R_s) B_g + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{[B_t - (R_{si} - R_s) B_g - B_{ti}] + (R_{si} - R_s) B_g + B_{ti} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right]}$$

$$N = \frac{N_p (B_t - R_{si} B_g + R_s B_g + R_p B_g - R_s B_g) - (W_e - W_p B_w)}{B_t - (R_{si} - R_s) B_g - B_{ti} + (R_{si} - R_s) B_g + B_{ti} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right]}$$

$$N = \frac{N_p (B_t - R_{si} B_g + R_p B_g) - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + B_{ti} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right]}$$

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{ti} (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p}$$

(19)

La ecuación 19 es la **Ecuación general de balance de materia (EGBM)**, en función de B_t .

La mayoría de los yacimientos que se explotan actualmente en el mundo y en el caso particular de México, los mecanismos de empuje asociados a estos, proporcionan una energía, la cual, se ve reflejado en sus factores de recuperación al final de su vida productiva.

Índices de empuje

Es de vital importancia evaluar estos índices de empuje que actúan en los yacimientos para replantear sus estrategias de explotación (comportamiento Primario, Secundario y Terciario), buscando siempre maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos.

La ecuación 17 representa una combinación, donde todos los mecanismos de empuje están simultáneamente presentes, siendo de un interés práctico conocer la magnitud de aportación de cada uno de estos mecanismos de empuje y su contribución a la producción. Este objetivo puede alcanzarse re arreglando la mencionada ecuación:

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{NmB_{ti}(B_g - B_{gi})/B_{gi}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + \frac{NB_{oi}(1+m) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] (\rho_i - \rho)}{A} + \frac{W_{inj} B_{winj}}{A} + \frac{G_{inj} B_{ginj}}{A} = 1 \quad (20)$$

Con el parámetro A, definido como:

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] \quad (21)$$

La ecuación 20 puede ser abreviada y expresada como:

$$DDI + SDI + WDI + EDI + WII + GII = 1.0 \quad (22)$$

Los numeradores de los seis términos en la ecuación 20 representan el cambio neto total en el volumen debido a las expansiones de la capa de gas, entrada de agua e inyección de fluido, mientras que el denominador representa la reserva acumulada de producción de aceite y gas.

5.-Modelos de acuíferos

En la actualidad, un alto número de yacimientos que se explotan en el mundo tienen asociados un volumen de agua, denominado "acuíferos", los cuales pueden ser tan grandes como cuatro o cinco veces el volumen original de hidrocarburos, que parecerían ser infinitos en su tamaño conforme transcurre la vida productiva del yacimiento; así mismo, pueden ser tan pequeños en su tamaño, de tal forma que es insignificante su efecto en el ritmo de explotación del yacimiento.

Cuando el yacimiento inicia aportación de fluidos hacia las instalaciones superficiales, se origina una caída de presión en el yacimiento, así como posteriormente en las áreas circundantes del acuífero. Acordemente con la ley básica del flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero inicia su movimiento invadiendo áreas de hidrocarburos a través del movimiento del contacto original agua aceite, el cual en muchas ocasiones no se evalúa directamente a través de los disparos en zonas precisamente invadidas 100% agua.

En otras ocasiones se estudia por medio de los registros geofísicos resistivos convencionales.

En otros casos, la permeabilidad del acuífero puede ser baja, tal que se requiere un diferencial de presión muy grande

antes de que una apreciable cantidad de agua puede entrar al yacimiento.

Es, por lo tanto, una tarea del ingeniero de yacimientos consiste en evaluar y conocer la dimensión de los acuíferos asociados a las reservas de hidrocarburos; con el conocimiento de estos acuíferos es posible establecer ritmos y políticas de explotación, así como implantar oportunamente procesos de recuperación secundaria y mejorada, encaminados a maximizar técnica y económicamente el factor de recuperación final de hidrocarburos.

La entrada de agua en un yacimiento puede evaluarse esencialmente aplicando la ecuación de balance de materia y la ecuación de difusividad; esta última requiere la introducción de tres parámetros del acuífero, como son: tamaño del acuífero, movilidad y una constante que depende de las propiedades del acuífero y la dimensión equivalente radial del yacimiento $= K_w / \phi_w \mu_w c_{wt} r_{vac}^2$ siendo de interés en esta sección dar a conocer los diferentes modelos de cálculo de entrada de agua, e indicar cual desde un punto de vista práctico y sencillo es aplicable.

Se debe señalar que hay más incertidumbre en esta parte de la ingeniería de yacimientos que en cualquier otra área de estudio. Esto es simplemente porque rara vez se perforan pozos, para estudiar un acuífero y obtener la información necesaria como la porosidad, permeabilidad y su espesor, entre otras propiedades. En cambio, estas propiedades tienen que inferirse frecuentemente con base en las propiedades del yacimiento. Aún más incierta, sin embargo, es la geometría y la continuidad areal del acuífero mismo.

Varios modelos se han desarrollado para estimar la entrada de agua. Debido a la incertidumbre inherente en las características del acuífero, todos los modelos propuestos requieren de datos históricos reales del yacimiento para evaluar las constantes que representan los parámetros del acuífero. La ecuación de balance de materia puede utilizarse para determinar la entrada de agua conociendo el volumen original de hidrocarburos. Esto permite la evaluación de las constantes en las ecuaciones de flujo para estimar gastos y/o producciones futuras del agua de formación asociada al yacimiento.

Los modelos matemáticos de entrada de agua que se utilizan en la industria petrolera son: Modelo de acuífero con geometría definida, Modelo estacionario de Schilthuis, Modelo modificado de Hurst, Modelo no-estacionario de Van Everdingen y Hurst entrada lateral, Modelo no-estacionario

de Carter-Tracy, Método de Fetkovich, (acuífero radial, acuífero lineal).

6.-Ejemplo de aplicación

A continuación, se presenta el cálculo del volumen original de aceite, mediante la aplicación de la EGBM en una de las seis arenas productoras denominadas como arenas 100, 110,120, de los bloques Central y Noreste del campo Almendros, el cual se encuentra localizado al norte del estado de Chiapas, aproximadamente a 35 km al suroeste de la ciudad de Villahermosa, **Figura 3**, cubriendo una superficie aproximada de 3 km². El campo inició su producción en enero de 1984, en arenas de la formación Paraje Solo.



Figura 3. Localización del campo Almendros Terciario.

El campo se divide en dos bloques principales de producción, denominados: Central y Noreste, con áreas aproximadas de 1.8 y 1.2 km² en forma respectiva. El yacimiento consiste de tres cuerpos principales, denominados: Arena 100, Arena 110 y Arena 120 **Figura 4**, registró tipo. Estas arenas se encuentran a una profundidad media de 2,000 metros verticales, con propiedades excelentes de la formación como la permeabilidad en rangos de 1.8 a 2.4 Darcys, porosidades de 24% y una densidad de fluido de aceite negro de 32 °API a una temperatura de 70°C.

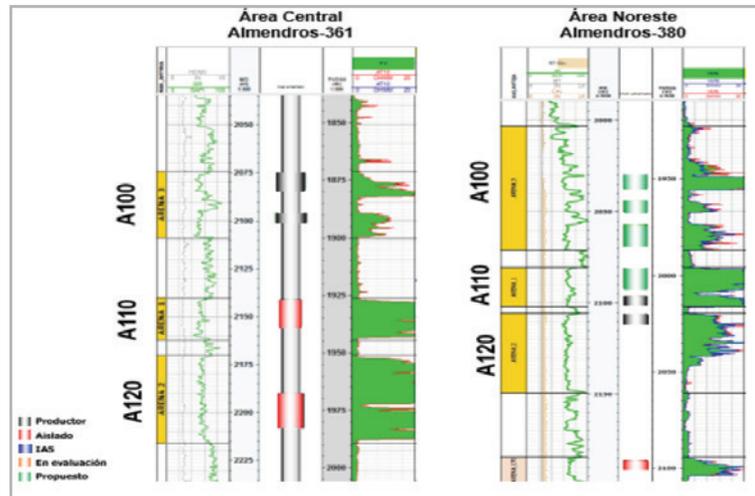


Figura 4. Registro geofísico tipo del campo Almendros Terciario donde se muestra las arenas productoras Arenas 100, 110 y 120.

En la **Figura 5** se muestra un plano de la localización del campo Almendros; se observan los dos bloques productores denominados: Bloque Central y Noreste con áreas aproximadas de 1.8 y 1.2 km² respectivamente; en cada uno de ellos se tienen perforados 28 y 16 pozos respectivamente.

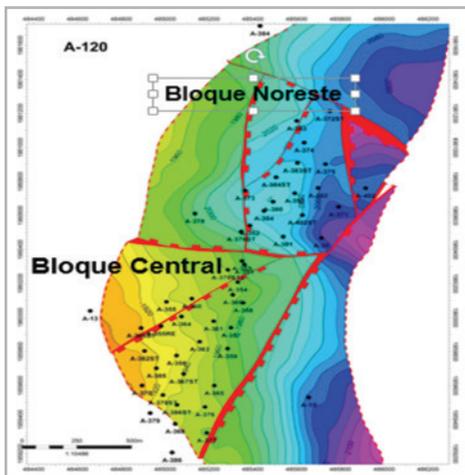


Figura 5. Plano de localización del campo Almendros.

6.1 Cálculo del volumen original de aceite, Arena 100 Bloque NE

Con la finalidad de mostrar la aplicación de la EGBM, (Ecuación 17) para este tipo de yacimientos, se presentará la evaluación del volumen original en el yacimiento denominado arena 100 del bloque NE.

Arena 100 Bloque NE

La arena 100 inició su explotación en septiembre del 2014 con la perforación y terminación del pozo Almendros 375; se han perforado 16 pozos productores, con una producción actual del orden de 1763 bls de aceite y 1.8 mmpcd de gas, con una producción acumulada de aceite del orden de 0.719 mmb y 0.715 mmmcpc de gas., en las **Figuras 6 y 7** se presenta el comportamiento de la producción de este bloque.

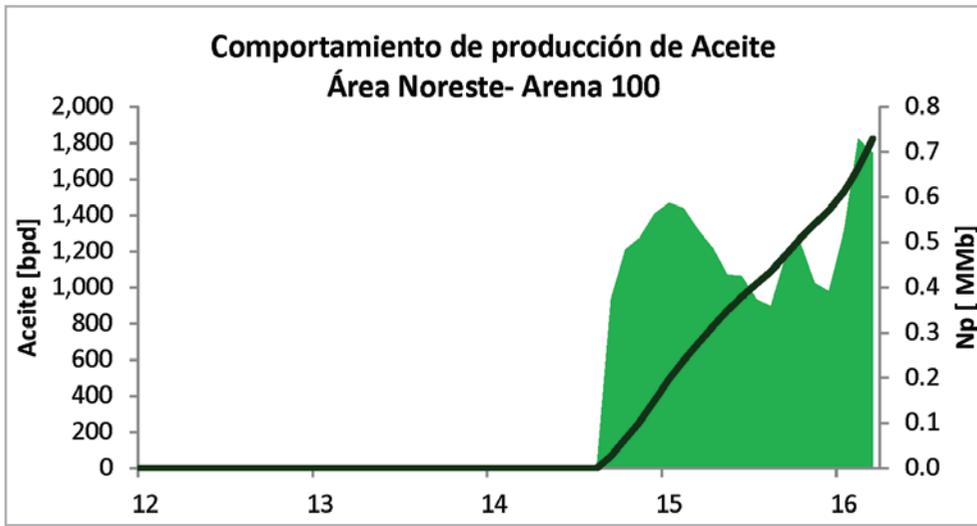


Figura 6. Comportamiento de la producción de aceite de la arena 100 del bloque Noreste campo Almendros Terciario.

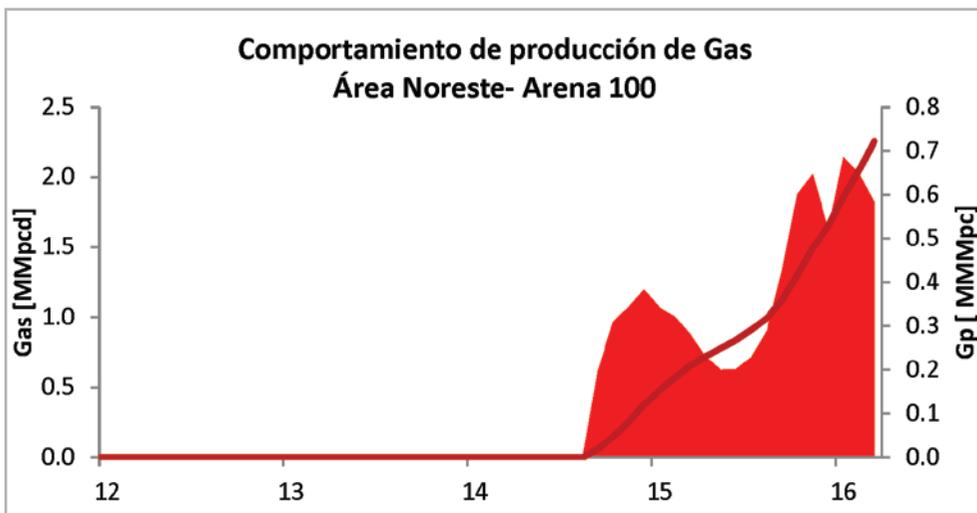


Figura 7. Comportamiento de la producción de gas de la arena 100 del bloque Noreste campo Almendros Terciario.

La presión inicial del yacimiento fue de 207 Kg/cm² y la presión de saturación de 188 Kg/cm², en la **Figura 8** se presenta el comportamiento de presión para las arenas productoras 100 pertenecientes al bloque Noreste.

En la **Tabla 2** se presenta información de datos generales del yacimiento y características del sistema roca-fluidos.

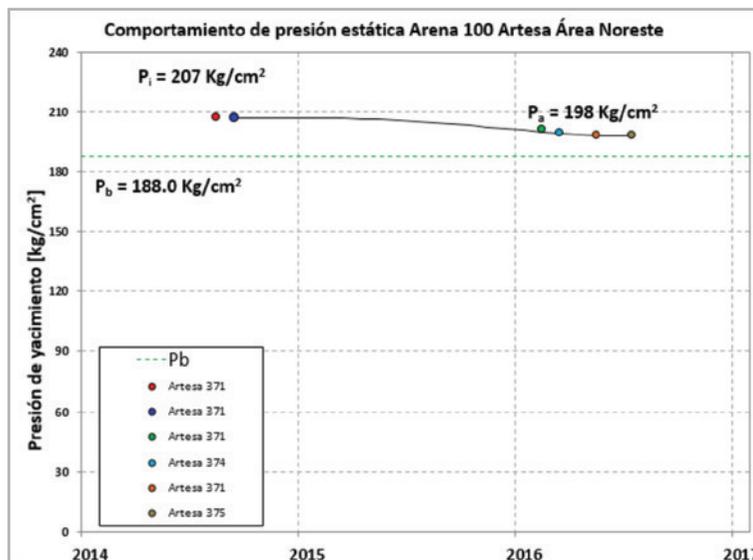


Figura 8. Comportamiento de la presión de la arena 100 del bloque Noreste.

Fecha de inicio de producción	Septiembre 2014
Roca (Arena 100 NE)	Arenisca
Profundidad, metros	2000
Presión inicial, Kg/cm ²	207
Temperatura del yacimiento, °C	70
Presión de saturación, Kg/cm ²	187.8
Densidad del aceite	32 °API
Rsi, m ³ /m ³	108.1
Boi, Bls@cy/STB	1.313
Bob, Bls@cy/STB	1.318
Swi, fracc.	0.22
cf, 1/psi	4.00E-06
cw, 1/psi	3.50E-06
Porosidad promedio, %	0.21
Permeabilidad promedio, K	1.8 a 2.4 Darcys
Espesor promedio, metros	7.0
Viscosidad del agua, cp	0.3
Viscosidad del aceite, cp	0.71

Tabla 2. Información de la arena 100 bloque NE.

La **Tabla 3** muestra las propiedades del PVT del pozo Almendros 371, los resultados de estos estudios en laboratorio los validó personal de Pemex.

	Presión Kg/Cm2	RGA en Solución m3/m3	Bo del Aceite vol/vol	Densidad del Aceite g/cm3	Factor Z del Gas	Bg del Gas vol/vol	Gravedad Incremental del Gas (Aire=1)	Viscosidad del Gas cP
	247.25	108.1	1.306	0.7344				
	229.53	108.1	1.310	0.7325				
Pyac	209.00	108.1	1.313	0.7304				
	204.99	108.1	1.314	0.7299				
	197.89	108.1	1.316	0.7289				
Pb	187.85	108.1	1.318	0.7276				
	127.59	75.1	1.243	0.7501	0.853	0.0081	0.666	0.0162
	92.43	56.0	1.201	0.7635	0.880	0.0116	0.667	0.0147
	64.31	40.6	1.167	0.7746	0.904	0.0171	0.676	0.0137
	39.98	27.3	1.137	0.7851	0.929	0.0283	0.701	0.0129
	18.82	14.9	1.107	0.7955	0.955	0.0618	0.803	0.0120
	8.20	7.4	1.085	0.8030	0.973	0.1443	0.983	0.0110
Residual	1.03	0.0	1.048	0.8194	0.995	0.1723	1.449	0.0094

Tabla 3. Liberación diferencial a temperatura del yacimiento, arena 100 bloque NE.

La **Tabla 4** presenta información del comportamiento de la presión y producción desde el inicio de su vida productiva.

Fecha	Presión(Kg/cm ²)	Np(MMB)	Gp(MMMPC)	Wp(MMB)
2014-09-30	207.01	0.028	0.018	0.002
2014-12-31	207.00	0.148	0.118	0.029
2015-03-31	206.76	0.274	0.207	0.090
2015-06-30	205.69	0.376	0.267	0.158
2015-09-30	204.00	0.467	0.357	0.219
2015-12-31	201.72	0.571	0.534	0.256
2016-03-31	199.08	0.719	0.717	0.282
2016-06-30	197.85	0.822	0.806	0.352

Tabla 4. Datos de presión-producción, arena 100 bloque NE.

Con la información disponible que se presenta en las Tablas 2 a 4 y como ha sido mencionado en este trabajo, Havlena-Odeh⁷, desarrollaron un procedimiento grafico en forma de línea recta para la ecuación de balance de materia.

En la **Figura 9** puede observarse el comportamiento de esta arena graficada por medio del método Havlena-Odeh para evaluar el volumen original de hidrocarburos en un yacimiento de aceite negro con entrada de agua; cabe

mencionar que el balance de materia, para este yacimiento se ajustó a un modelo de acuífero activo, como se observa en la **Figura 8**.

La **Tabla 6** presenta una comparación de los valores obtenidos^{2,19} con métodos de cálculo volumétrico y simulación numérica de yacimientos.

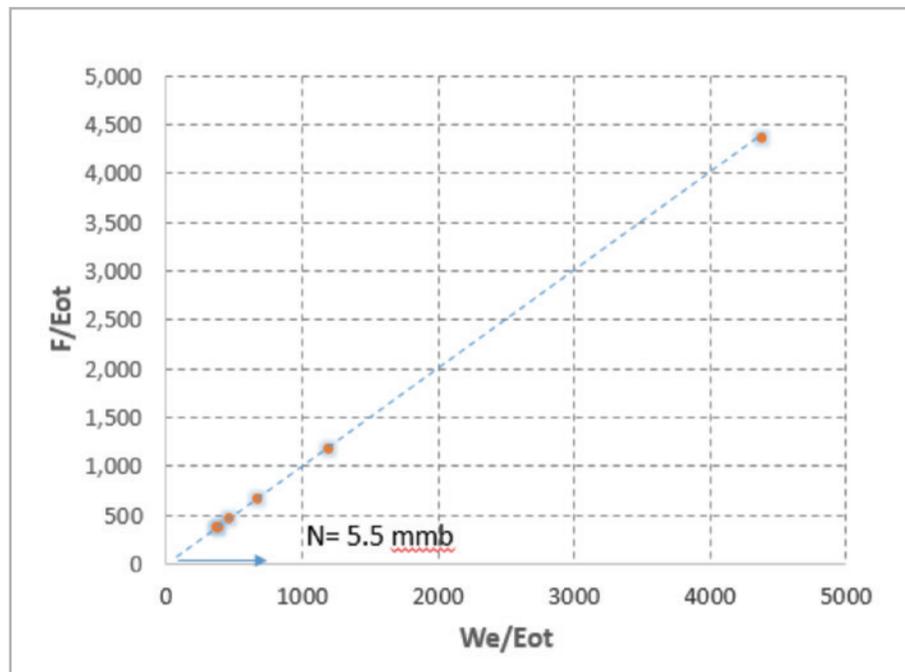


Figura 11. Cálculo del volumen original para el yacimiento denominado arena 100 NE del campo Almendros Terciario.

Método	Volumen original mmb
Volumétrico ²	3.90
Simulación numérica de yacimientos ¹⁹	4.58
Este trabajo (EGBM)	5.50

Tabla 6. Comparación del volumen original del yacimiento arena 100NE campo Almendros.

Cabe mencionar que el valor volumétrico de 3.9 mmb está sustentado en un modelo geológico estructural, a partir de la información sísmica y geológica del área, donde se dispone de sistemas para interpretación sísmica 2D y 3D para la integración de la información procesada. El modelo estático inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de evaluar las zonas potenciales de producción.

Referente al valor de 4.59 mmb por medio de simulación numérica de yacimientos. Éste fue realizado considerando un modelo de simulación de tipo ortogonal con orientación noreste - suroeste a rumbo de falla y está basada en la geometría de puntos de esquina.

Finalmente, el valor de 5.5 mmb obtenido con balance de materia en este trabajo, está basado básicamente, con la corta historia de presión producción y análisis PVT obtenido durante la etapa de explotación de la arena 100 NE.

Con la aplicación de la ecuación 20, es posible evaluar los mecanismos de empuje asociados al yacimiento, en la **Figura 12** puede observarse que la arena 100 del bloque noreste, el mecanismo de empuje que predomina es una fuerte entrada de agua.

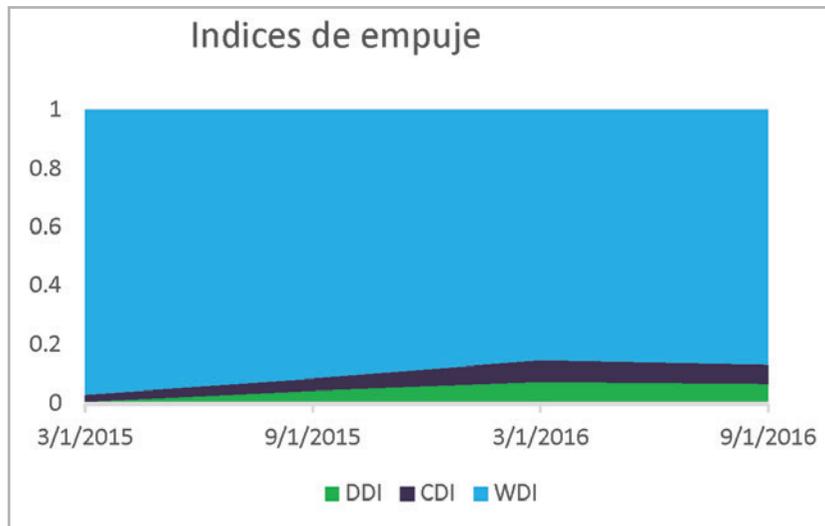


Figura 12. Índice de empuje en el yacimiento denominado arena 100 NE del campo Almendros Terciario.

Conclusiones

- 1.- La ecuación de balance de materia se ha utilizado durante años en la Ingeniería petrolera para estimar las reservas de hidrocarburos, el volumen de agua contenido en el acuífero, entrada de agua y predecir el comportamiento de los yacimientos.
- 2.- La ecuación de balance de materia a diferencia de los métodos volumétricos, permite evaluar los mecanismos de empuje presentes en los yacimientos y dependiendo de sus factores de recuperación, implantar procesos de recuperación Secundaria y Terciaria.
- 3.- La ecuación de balance de materia está diseñada para considerar al yacimiento como un modelo de tanque de una sola dimensión; es decir, las propiedades de la formación y de los fluidos se representan por medio de un valor promedio.
- 4.- Se realizó un ejemplo de aplicación en la arena 100 del bloque **NE** que pertenece a una de los seis yacimientos (arenas) de un campo que se explota actualmente en el área de Reforma Chipas.

- 5.- Con el reciente descubrimiento en arenas de los campos Artesa Terciario, Shishito, Rabasa, entre otros, la ecuación de balance de materia es importante para evaluar sus volúmenes originales de hidrocarburos y replantear estrategias de explotación.

Recomendaciones

- 1.-Se recomienda validar la disponibilidad de la información del sistema presión-producción, estudios PVT, y las características petrofísicas.
- 2.-Con la finalidad de evaluar de manera rápida y precisa el volumen original de hidrocarburos, la ecuación de balance de materia para yacimientos terrígenos se expresa frecuentemente en la forma de una ecuación de línea recta.
- 6.-El método de Havlena y Odeh es el más útil para evaluar el volumen original de hidrocarburos considerando el empuje de agua.

Referencias

1. Arche Alfredo. 2010. *Sedimentología, del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Consejo superior de investigaciones científicas, Madrid, 231-255.
2. Pemex, 2016. *Reporte final 1, Modelo estático, construcción y/o actualización del modelo sedimentario, sísmico, 3D, petrofísico y de fluidos para el comportamiento dinámico del campo Artesa Terciario*.
3. Amyx, W.J., Bass, M.D. y Whiting, L.R. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*.
4. Craft, C.B. y Hawkins, M.F. 1954. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Second Edition.
5. Schilthuis, R.J. 1936. *Active Oil and Reservoir Energy*. Trans. AIME.
6. Turner, J. 1944. *How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil*. Oil Weekly.
7. Havlena, D. and Odeh, A. 1963. *The Material Balance as an Equation of a Straight Line*. JPT.
8. Therani, D.H. 1985. *An Analysis of Volumetric Balance Equation for Calculation of Oil in Place and Water Influx*. J. Pet. Tech. 1664 – 1670.
9. Sills, S. 1966. *Improved Material Balance Regression Analysis for Waterdrive Oil and Gas Reservoirs*. SPERE.
10. Petroleum Society Monograph No 1. The Petroleum Society of the Canadian of Mining, Metallurgy and Petroleum.
11. Hurst W. 1943. *Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance*. Trans. AIME. 151-57.
12. Van Everdingen A. F. y Hurst W. 1949. *Application of the Laplace Transform to Flow Problems in Reservoir*. Trans. AIME. 304-324.
13. Wang B. Litvak B. L. y Bowman G. W. 1995. *OILWAT: Microcomputer Program for Oil Material Balance with Gas cap and Water Influx*. 171-186. SPE 24437.
14. Vo T. D., Jones J. R. Camacho V. R. G. y Raghavan R. 1990. *A Unified Treatment of Material Balance Computations*. International Technical Meeting Jointly Hosted by the Pet. Soc. Of CIM and SPE, Calgary, Canada.
15. Walsh, M. P. Ansah, J. y Raghavan, R. 1994. *The Generalized Material Balance As an Equation of a Straight Line: Part 1- Application to Undersaturated, Volumetric Reservoir*. SPE 27684.
16. Walsh M. P. Ansah J. y Raghavan R. 1994. *The Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 2- Application to Undersaturated, Volumetric Reservoir*. SPE 27684.
17. Walsh M. P. 1995. *A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations*. J. Can, Pet, Tech. Vol. 34, No. 1, 55-63.
18. Walsh M. P. 1994. *New, Improved Equation Solves for Volatile Oil, Condensate Reserves*, Oil and Gas Journal, 72-76.
19. Pemex, 2018, A-0029-M Campo Artesa

Nomenclatura

B_g	Factor de volumen del gas, m_{ce}^3/m_{cy}^3
B_{gi}	Factor de Volumen del gas a la presión inicial, m_{cy}^3/m_{ce}^3
B_o	Factor de volumen del aceite, bl_{c-y}/bl_{ce}
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite, bl_{c-yi}/bl_{ce}
B_i	Factor de volumen de las dos fases, bl/bl
B_w	Factor de volumen del agua, m_{cy}^3/m_{ce}^3
B_{gij}	Factor de volumen del gas inyectado $\frac{bls @.c.y.}{ft^3 @.c.s.}$
C_e	Compresibilidad efectiva $(lb/pg^2)^{-1}$
C_f	Compresibilidad del agua de formación, psi^{-1}
C_g	Compresibilidad isométrica del gas, psi^{-1}
C_t	Compresibilidad total del agua, psi^{-1}
C_o	Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1}
C_w	Compresibilidad del agua, psi^{-1}
G	Volumen original de gas, MMMpc
G_p	Producción acumulada de gas seco, MMMpc
G_{inj}	Volumen acumulada de gas inyectado, MMMpc
m	Relación del volumen de gas del casquete primario de gas con el volumen inicial de aceite del yacimiento, $\frac{ft^3 @.c.y.}{ft^3 @.c.y.}$
N	Volumen original de aceite en sitio, bls @.c.s.
N_p	Producción acumulada de aceite, bls @.c.s.
p	Presión, lb/pg^2 .
P_b	Presión al punto de burbuja, lb/pg^2 .
P_i	Presión inicial del yacimiento, lb/pg^2 .

P_f =	Presión de fondo lb/pg^2
ρ_g =	Densidad del gas a p y T, $lb/pies^3$
ρ_b =	Presión del punto de burbujeo, $lb/pies^3$
ρ_o =	Densidad del aceite, $lb/pies^3$
R_p =	Relación acumulada de gas - aceite $\frac{pies^3@c.s.}{bls@c.s.}$
R_s =	Relación actual de solubilidad del gas $\frac{pies^3@c.s.}{bls@c.s.}$
RGA=	Relación gas - aceite, $\frac{pies^3@c.s.}{bls@c.s.}$
R_{si} =	Relación inicial de solubilidad del gas, $\frac{pies^3@c.s.}{bls@c.s.}$
S_w =	Saturación de agua, fracción
S_{wi} =	Saturación inicial de agua, fracción
t=	Tiempo, días
V_p =	Volumen poroso, bls @c.y.
V_{pi} =	Volumen poroso inicial, bls @c.y.
W_e =	Entrada de agua del yacimiento, MMbls _{cy}
W_p =	Producción acumulada de agua, MMbls _{ce}
W_{iny} =	Volumen acumulado de agua inyectada, bls @c.s.
γ_g =	Densidad relativa del gas, (aire=1)
z=	Factor de compresibilidad del gas, adim.
Δp =	Cambio en la presión del yacimiento = $P_i - P$, psi.

ϕ =	Porosidad, %
DDI =	Índice de empuje por agotamiento natural, (%)
SDI =	Índice de empuje por segregación gravitacional (capa de gas), (%)
WDI=	Índice de empuje por entrada de agua, (%)
EDI=	Índice de empuje por la expansión del sistema roca fluido, (%)
WII=	Índice de empuje por inyección de agua, (%)
GII=	Índice de empuje por inyección de gas, (%)

Subíndices

c_e =	condiciones estándar
g=	gas
i=	inicial
iny=	inyección
o=	aceite
p=	poroso, producción
t=	total
w=	agua

Semblanza de los autores

María Fernanda Martínez Rodríguez

Ingeniero en Petróleo y Gas, egresada de la Universidad Olmeca en el año 2016. Realizó su servicio social en la Subgerencia de Reservas de Hidrocarburos de la Gerencia de Planeación Región Sur en Villahermosa, Tabasco, desarrollando diferentes actividades inherentes al reporte de reserva de hidrocarburos.

En marzo del 2018 se tituló como Ingeniera Petrolera.

Bernardo Martínez García

Ingeniero Petrolero, jubilado en el año 2016, durante 30 años laborando en Petróleos Mexicanos en los estudios de comportamiento primario y secundario de los yacimientos; documentación e implantación de procesos de recuperación secundaria (inyección de aire, nitrógeno y gas) así como la documentación de las carteras de proyectos de inversión, participación e integrante de la red de productividad de pozos, recuperación secundaria.

En junio del 2016, recibió la medalla "Juan Hefferan", máxima distinción que otorga la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AIPM, durante el Congreso Mexicano del Petróleo realizado en la Ciudad de Monterrey.

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 en Petróleos Mexicanos. Actualmente es profesor Titular “C” en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Pertenece a la Society of Petroleum Engineers (SPE), Academia de Ingeniería, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C, a la Academia Mexicana de Ciencias, A. C. y es Miembro Extranjero “Russian Academy of Natural Sciences”, Rusia.

Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la E.S.I.A. del I.P.N. en 1978, recibió diploma de distinción como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera del I.P.N. También fue galardonado con la medalla y diploma de los mejores estudiantes de México otorgado por el Ateneo de Artes, Ciencia y Tecnología. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPMI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1982, donde laboró en el área de ingeniería de yacimientos hasta 1996, donde paso a integrarse a la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional en el área de Recuperación Secundaria y Mejorada, donde colaboró en diversos proyectos relacionados con esta especialidad. Hasta su jubilación de Pemex Exploración y Producción en septiembre de 2011, se desempeñaba como Subgerente de Recuperación Mejorada de la Gerencia de Explotación de Yacimientos.

Actualmente colabora como Coordinador de Ingeniería de Yacimientos en la compañía Grupo R Petróleo y Gas, e imparte la Cátedra de Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos en la DEPMI de la UNAM.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla Juan Hefferan, y en el año de 2002 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas, otorgadas ambas por la AIPM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.