

Modelo analítico para estimar el volumen original y dar seguimiento al avance del contacto agua aceite en un yacimiento con empuje hidráulico, por medio de una combinación técnicas de balance de materia y una representación geométrica de la trampa anticlinal

Federico González Tamez

ftamez@PetroleumKM.com

fgtamez@gmail.com

Petroleum Knowledge and Management

Óscar Morán Ochoa

oscar.moran@pemex.com

Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido en mayo de 2017 y aceptado en junio de 2017

Resumen

Se presenta el desarrollo de una nueva secuencia metodológica para estimar las variables volumétricas iniciales de un yacimiento petrolero con empuje hidráulico, así como la posición inicial y el avance del contacto agua aceite (CAA), en función de la producción acumulada. Las premisas para la aplicación del procedimiento es que el yacimiento es homogéneo, bajo-saturado, trampa de anticlinal y con empuje hidráulico. Al menos un pozo debe ya producir un porcentaje de agua. Se considera un avance plano ascendente del contacto agua aceite, también se debe conocer la compresibilidad promedio de la roca, además de todas las variables para el cálculo de balance de materia clásico.

Se desarrollaron dos metodologías independientes: 1) Un modelo geométrico de cono truncado, con el que se simula, en primera aproximación, el volumen de roca porosa de una trampa anticlinal y 2) Un modelo analítico de balance de materia con el cual se determina, de manera unívoca, el tipo y comportamiento del acuífero.

El modelo de cono truncado se desarrolló debido que es frecuente contar con pozos profundos en la estructura del yacimiento, en los cuales se puede observar un incremento paulatino en la producción fraccional de agua, debido al avance del CAA. En este documento se describe un modelo geométrico diseñado para predecir este fenómeno. En él se considera el avance del CAA frente a los disparos del pozo, el incremento paulatino de la fracción de agua producción, así como la producción acumulada del yacimiento; con esas variables, se calculan las dimensiones del cono truncado. Así se logra estimar el volumen de roca porosa, el volumen original de aceite, así como la posición del CAA original, y cómo se espera su avance vertical en función de la producción acumulada del yacimiento.

La metodología convencional para determinar el modelo de acuífero activo se basa en un procedimiento de ensayo y error, probando diferentes modelos de acuífero con múltiples opciones. Es un método tedioso y con frecuencia las aproximaciones que se logran son locales y no son útiles para reproducir el comportamiento del yacimiento en toda su historia; lo mismo aplica para sus predicciones. En este trabajo se encontró una metodología de cálculo directo para determinar un mejor modelo de acuífero activo, que reproduce fielmente la historia productiva del yacimiento y podría reducir la incertidumbre de las predicciones para diferentes escenarios de producción.

Las metodologías descritas se aplicaron a un yacimiento de carbonatos del Jurásico. El yacimiento tiene forma de media anticlinal, debido a la intrusión de un domo salino. Se demostró que el volumen de la anticlinal, tiene un perfil volumétrico similar al de un cono. Finalmente, se calculó la posición inicial del CAAi, que no se conocía originalmente, y la posición histórica y futura, en función de la producción acumulada.

Palabras clave: Yacimiento homogéneo, contacto agua aceite inicial (CAAi), ecuación de balance de materia, empuje hidráulico, modelo volumétrico de anticlinal, modelo volumétrico del cono.

Analytical model for estimating the original volume and following the advance of the oil water contact in a hydraulic driver reservoir, through a combination of material balance techniques and a geometric representation of the anticlinal trap

Abstract

We present the development of a new methodological sequence to estimate the initial volumetric variables of an oil field with hydraulic driver, as well as the initial position and the advance of the Oil Water Contact (OOWC) as a function of the accumulated production. The premise for the application of this procedure will be a homogeneous reservoir and pressure above the bubble point, anticlinal geometry trap, with hydraulic drive; At least one well must already produce a percentage of water. It is considered an upward oil water contact plane; it must also know the average compressibility of the rock, in addition to all variables for the calculation of classical matter balance.

Two independent methodologies were developed: 1) A truncated cone geometric model, with which the porous rock volume of an anticlinal trap is simulated in the first approximation, and 2) An analytical material balance model with which it is determined univocally, the behavior of the aquifer.

The truncated cone model was developed because it is frequent to have deep wells in the reservoir structure, in which a gradual increase in fractional water production can be observed, due to the advance of the OWC. This paper develops a geometric model to predict this phenomenon. It considers the advance of the OWC against perforated interval and the accumulated production of the reservoir, with these variables, the dimensions of the truncated cone are calculated. Thus, it is possible to estimate the volume of porous rock, the original volume of oil, as well as the position of the OOWC, and how its vertical advance is expected as a function of the accumulated production of the reservoir.

Conventional methodology for determining the active aquifer model consists of a trial and error procedure, testing different aquifer models with multiple options. It is a tedious method and often the approaches that are obtained are local and are not useful to reproduce the behavior of the reservoir in all its history, as well as for its predictions. For this work a direct calculation methodology was found to determine a better model of active aquifer, which faithfully reproduces the productive history of the reservoir and could reduce the uncertainty of the predictions to different production scenarios. The methodologies described were applied to a carbonated Jurassic reservoir. The block is shaped as a half anticline, due to the intrusion of a saline dome. It was shown that the volume of the anticlinal has a volumetric behavior like that of a cone. Finally, it was calculated the initial position of the OOWC, that was unknown originally, and the historical and future position in function of the accumulated production.

Keywords: Homogeneous reservoirs, original oil water contact (OOWC), material balance equation (MBE), reservoir hydraulic driver, anticlinal volumetric model, cone volumetric model.

Procedimiento

Existe una infinidad de yacimientos con comportamiento dinámico homogéneo, para los cuales es desconocida la posición del contacto agua aceite original (CAA_i), debido a que aún los pozos más profundos no alcanzaron a tocar el CAA . Como resultado, la cuantificación del volumen original y la reserva se estiman con una alta incertidumbre, lo que implica que periódicamente se tengan que realizar correcciones. Esto impacta directamente en las finanzas utilizadas para el desarrollo del yacimiento, así como en los reportes oficiales nacionales. Se complica más si el yacimiento cuenta con algún empuje hidráulico y/o de casquete de gas.

La técnica estándar de trabajo consiste en definir, con mucho detalle, las características geométricas del yacimiento, esta información, junto con datos de registros geofísicos de los pozos, se utiliza para alimentar el simulador numérico de yacimiento. Hasta este punto, la incertidumbre continúa y requiere que el modelo sea reajustado con frecuencia. El problema es que las decisiones de desarrollo del campo se basan en ese modelo.

La visión alternativa es la de construir un modelo de dimensión cero, que represente el comportamiento dinámico del yacimiento. En este trabajo se utilizan técnicas de balance de materia, y la asociación de una figura geométrica regular en forma de cono, que es parecido aproximadamente a una anticlinal, de manera que, al ajustar las dimensiones del cono, para que honre el comportamiento productivo, se obtenga las dimensiones del cono equivalente a la anticlinal con el que se podrá predecir el comportamiento futuro de la producción.

Para este estudio, se observó que siguiendo el comportamiento de la fracción de agua en un pozo que ya fue irrumpido, y con algunas hipótesis simples sobre el

comportamiento del CAA , será posible estimar el CAA_i , así como el avance en el tiempo, en función de la producción del yacimiento.

Para lograr la integración del modelo de balance de materia con el modelo geométrico, se requiere conocer el factor de recuperación último, que se calcula con balance de materia, se requiere además del uso del modelo del acuífero. Utilizando técnicas de inversión numérica se calcula el mejor ajuste geométrico que honre la historia productiva del yacimiento.

Se mostrará un procedimiento directo para estimar el comportamiento de un acuífero, sin necesidad de aproximarle un modelo analítico de tipo Van Everdingen, A. F., & Hurst, W. (1949).

Balance de materia

Aplicación de técnicas de balance de materia para yacimientos saturados con empuje hidráulico

En este apartado se describe un procedimiento estándar para estimar el volumen original de hidrocarburos por una técnica de línea recta. Cabe destacar que el procedimiento incluye algún tipo de empuje. Se hará la aplicación directa a la información del bloque 121 del yacimiento Kab-Jurásico.

En la **Figura 1** se muestra una combinación de mecanismos de empuje de los yacimientos. El empuje aparece como energía potencial disponible por cada fluido contenido en el yacimiento. Cada uno tiene diferentes coeficientes de compresibilidad y por ende, de almacenamiento de energía potencial. Para el agua, por expansión de agua connata, y del acuífero. Por las expansiones de aceite y de gas de casquete, así como las zonas de interfaces que poseen un efecto combinado. Influye la expansión de la roca contenedora.

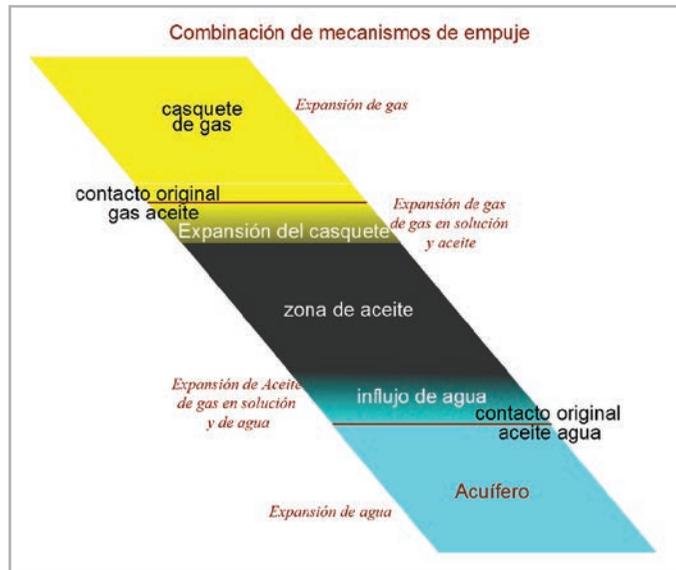


Figura 1. Se muestra una combinación de mecanismos de empuje de los yacimientos.

La técnica de balance de materia iguala los volúmenes originales de fluidos, con los producidos, considerando los cambios de fase y separaciones que ocurren al llevarlos hasta la superficie, así como la expansión de la roca contenedora. Considera también los volúmenes de los fluidos inyectados al yacimiento o que entran de manera natural por acuífero activo.

Todos los cambios ocurridos permiten estimar el estado volumétrico inicial del yacimiento, así como los estados volumétricos finales de cada uno de los fluidos; estos volúmenes que se miden en superficie, como se muestra en la Figura 2.

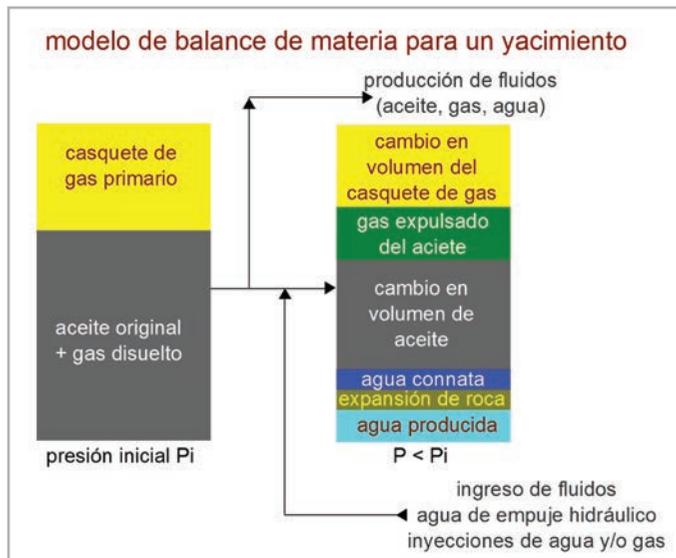


Figura 2. La técnica de balance de materia compara los volúmenes originales de fluidos, con los fluidos producidos e inyectados, así como los cambios de fase y separaciones que ocurren al llevar estos fluidos hasta la superficie, incluye los cambios en la roca contenedora.

La aplicación de técnicas de balance de materia inició con el trabajo seminal de Schilthuis (1936), en los años treinta. En la ECUACIÓN 1 se muestra la ecuación fundamental con la notación moderna de la ASTM, (American Society for Testing and Materials)

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{iny}B_{giny} - W_{iny}B_{winy}}{(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{ti}(1 + m) \left(\frac{S_{wc}c_w + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p} \quad \text{Ecuación 1}$$

La técnica, con nueva notación y acondicionadas las fórmulas para obtener líneas rectas en un plano, fue propuesta por Havlena y Odeh (1963-1964), a principios de los años sesenta; se muestra en la ECUACIÓN 2.

En la ECUACIÓN 2, F_p es la producción neta del yacimiento. E_o , $E_{f,w}$ y E_g representan la expansión del aceite, formación y agua, y gas respectivamente; "m" es el porcentaje de volumen que ocuparía el casquete de gas inicial, en caso de existir. F_e es el volumen desocupado o vaciamiento en el

yacimiento. La magia de la ecuación ocurre cuando se iguala el volumen de fluidos a condiciones estándar, trasladados a condiciones de yacimiento, con el volumen de vaciamiento; esto es $F_p = F_e$.

Conocido es que Kab-JSK es un yacimiento de aceite negro, sin casquete de gas inicial, en estado bajo-saturado, y aun no se le han inyectado de fluidos, por lo que la ECUACIÓN 2, se puede reducir a la ECUACIÓN 3.

$$F_p = N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_l B_{lw} - G_l B_{lg}$$

$$E_o = B_t - B_{ti}$$

$$E_{f,w} = \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p$$

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

Ecuación 2

$$F_e = N E_o + N(1 + m) B_{ti} E_{f,w} + \left[\frac{N m B_{ti}}{B_{gi}} \right] E_g + W_e$$

$$F_p = F_e$$

$$\frac{F_p}{(E_o + B_{ti} E_{f,w})} = N + \frac{W_e}{(E_o + B_{ti} E_{f,w})}$$

Ecuación 3

La ECUACIÓN 3 es una función que cruza el eje vertical en N , cuando $W_e = 0$. Haciendo “ y ” la ecuación de la izquierda y “ x ”, la ecuación de W_e . La primera gráfica sugerida por varios autores, entre ellos, Ahmed, Tarek H. (2010), en la página 777. Es la de “movimiento de apertura”, o también

conocida como “clasificación del yacimiento”, que consiste en graficar la función izquierda “ y ” de la ECUACIÓN 3, con respecto a las variables implícitas Np , o tiempo, o la presión de yacimiento.

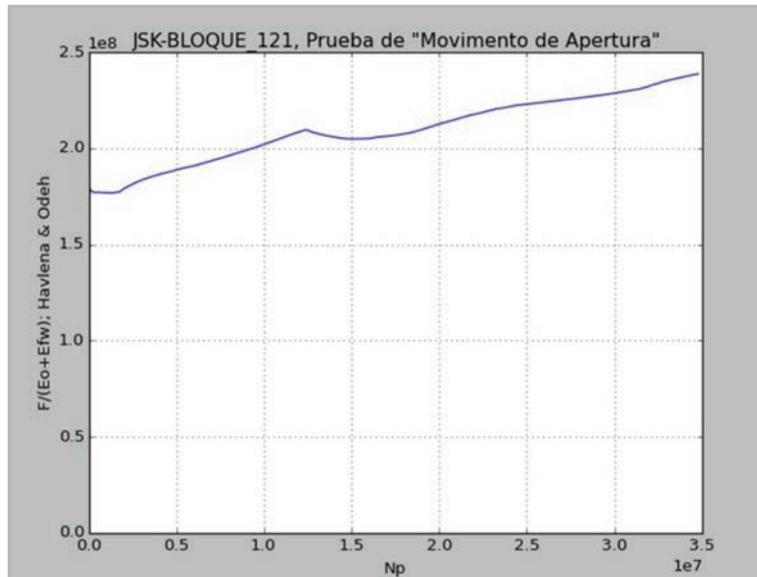


Figura 3. La prueba de balance de materia denominada “movimiento de apertura” muestra que N es de aproximadamente 180 mmbls std. Además, la pendiente positiva, sugiere un ingreso de material al yacimiento, probablemente aportado por el acuífero.

Se observa que la **Figura 3**, de “movimiento de apertura” para el bloque 121 de Kab, dado que la curva es creciente, indica que hay un ingreso de material al yacimiento, que pudiera ser acuífero activo. También muestra que, en el cruce por el eje vertical, cuando $Np = 0$, se encuentra N , el volumen original de hidrocarburos a condiciones estándar es de cerca de 180 mmbls.

de modelos conocidos. Todas las técnicas sugeridas por los libros de texto son por ensayo y error, en los que se aplica un modelo general de Van Everdingen & Hurst o sus simplificaciones. Lo que se busca es encontrar la función W_e que logre que se genere una forma lo más parecido a una línea recta sugerida por la ECUACIÓN 3.

La Ecuación 3, requiere de conocer la función W_e de entrada de agua. Existen varias técnicas para estimarla, en función

Para este estudio se observó la ECUACIÓN 3, y se encontró que se tienen todas las variables de la función. Entonces se despejó W_e y quedó así la ECUACIÓN 4.

$$W_e = N(E_o + B_{ti}E_{f,w}) + F_p$$

Esta ecuación extendida

Ecuación 4

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

Aplicando la información de producción del yacimiento KAB-JSK, bloque 121, se obtuvieron las **Figuras 4 y 5**. Se puede observar que la función We , se muestra en rojo en la

Figura 4, dice que han entrado algo así como 18 mmbls de agua (o de algún fluido) al bloque Kab 121.

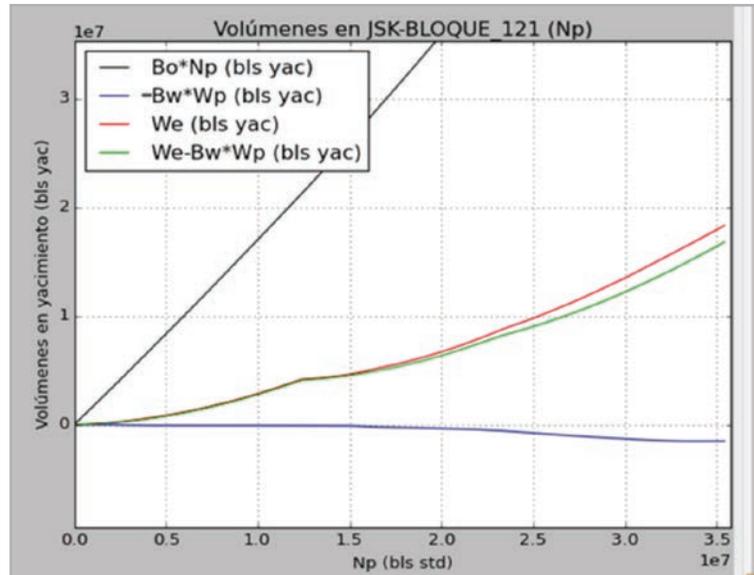


Figura 4. La curva roja muestra que han entrado al yacimiento cerca de 18 mmbls de agua, o de algún fluido de yacimiento.

En la **Figura 5**, la función We del bloque 121 de Kab, muestra una línea recta en la ecuación de Havlena y Odeh.

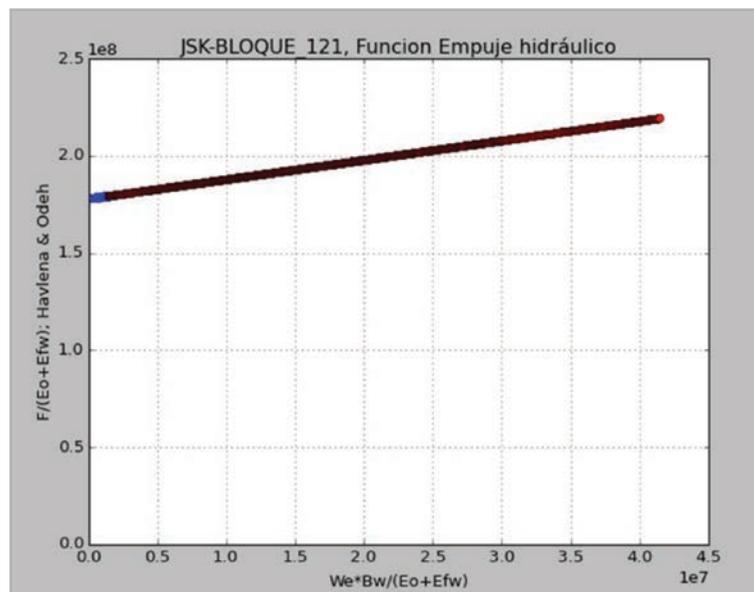


Figura 5. La función We del bloque 121 de Kab, permite obtener una línea recta en la ecuación de Havlena y Odeh.

El resumen de este apartado es que, para Kab-JSK, Bloque 121, el aceite original en sitio fue de 178 mmbbls, y tuvo un ingreso de agua de 18 mmbbls cuando el N_p era de 35 mmbbls, con función We como se muestra en la curva roja de la Figura 4.

Cono truncado, modelado

Con la intención de utilizar información disponible de producción de agua y su incremento en el tiempo en yacimientos de tipo de trampa anticlinal, se plantean dos hipótesis:

- 1) El avance del CAA es tipo pistón de cama horizontal, y
- 2) La distancia de avance del CAA en la zona productora del pozo es proporcional al porcentaje de agua producido.

Para el diseño del modelo, se ajustó la geometría de un cono a la del yacimiento de trampa anticlinal, como se ilustra en

la **Figura 6**. Con el modelo y el avance de la fracción de agua, la producción acumulada N_p y ΔN_p que es la producción acumulada en el yacimiento en el tiempo de la irrupción de agua al pozo testigo y la última medición de fracción de agua en el mismo pozo. ΔN_p inicia en cero cuando irrumpe el agua, se toma como la base del intervalo productor.

Sustituyendo en el modelo geométrico, se podrán calcular las incógnitas: el CAA_i , N^*B_{oi} , altura del cono, diámetro de la base del cono, y el avance del agua en el intervalo.

En la Figura 6, se muestra una representación plana de un corte vertical de un cono. En el dibujo h y d son la profundidad y diámetro del contacto de agua inicial. Se dibujó un pozo en donde la base de los disparos está a la altura h_p , con un diámetro horizontal de d_p , que corresponde al momento de irrupción de agua en el pozo. h_2 y d_2 , corresponden a la posición del contacto agua aceite, una vez que el pozo ha sido irrumpido por agua y el CAA ha subido. En este modelo, se plantea la hipótesis de que la fracción de agua es proporcional al porcentaje de avance del contacto frente a los disparos: $(h_1 - h_2) / (\text{Intervalo disparado})$.

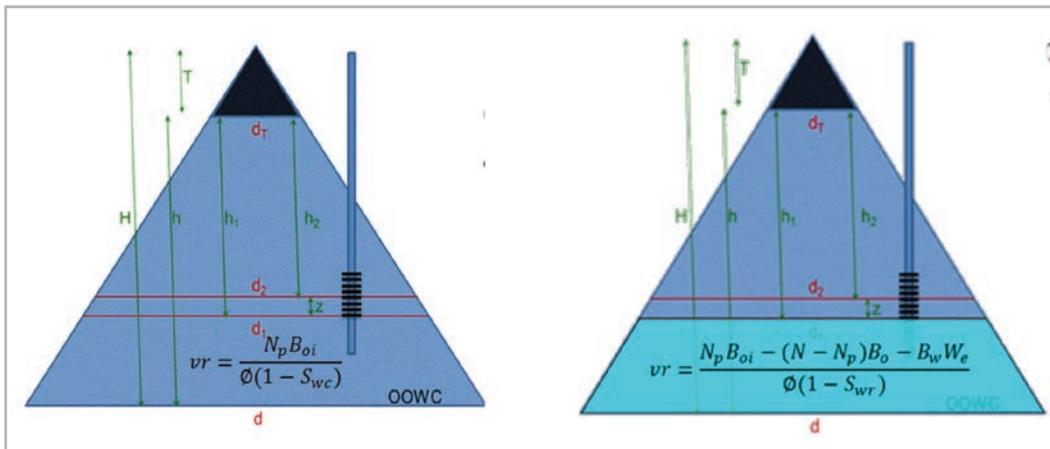


Figura 6. Se aproximó la geometría regular de un cono truncado a la del yacimiento de trampa anticlinal.

Cálculo del factor de recuperación último

Para llevar a cabo el cálculo geométrico mencionado en el apartado anterior, se requiere conocer el factor de recuperación último (F_{rEUR}), o la saturación de agua residual. Las dos variables están determinadas una a otra con la ECUACIÓN 5.

$$F_{rEUR} = \frac{(1 - S_{wr})}{(1 - S_{wc})} \tag{Ecuación 5}$$

El procedimiento que se utiliza es el calcular, con balance de materia, el F_{rEUR} .

Al iniciar la explotación del yacimiento, el CAA avanza de manera proporcional al ritmo de explotación. Por hipótesis del modelo, el avance del CAA es ascendente de cama plana y horizontal.

Cuando el CAA alcanza la base de los disparos del pozo irrumpido por agua, el aceite de la parte de abajo del yacimiento ha sido barrido por el agua de la base del yacimiento en un efecto tipo pistón. Haciendo referencia a

la Figura 6, es la zona entre $h=(CAA_i)$ y h_p , que es la base del intervalo disparado en el pozo.

El espacio que ocupó N_p antes de la irrupción de agua en $N_p B_{oi}$, esto es, al inicio de la explotación.

Después de la irrupción de agua en el pozo analizado se tiene un volumen de $N_p B_{oi} - (N - N_p) B_o + B_w W_e$. El último término es el volumen de agua que inundó la parte baja el yacimiento.

Considerando que el volumen de roca permanece constante:

$$vr = \frac{N_p B_{oi}}{\phi(1 - S_{wc})} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$vr = \frac{N_p B_{oi} - (N - N_p) B_o - B_w W_e}{\phi(1 - S_{wr})} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$S_{wr} = 1 - (1 - S_{wc}) \left[\frac{N_p B_{oi} - (N - N_p) B_o - B_w W_e}{N_p B_{oi}} \right] \quad \text{Ecuación 8}$$

Aplicando los modelos matemáticos deducidos a los datos de producción del yacimiento Kab bloque 121, se encuentra que para el momento de la irrupción, se obtuvo: $S_{wr} = 0.69$ y de la ECUACIÓN 5, se obtuvo que $F_{rEUR} = 0.35$

Ya armados con estos cálculos se procedió al cálculo de las dimensiones del cono que honra los datos de producción y balance de materia.

Cono truncado, modelo geométrico, continuación

El volumen de un cono se calcula con la ecuación

$$v_c = \frac{\pi d^2 H}{12} \quad \text{Ecuación 9}$$

Los volúmenes de los conos de base d_1 y d_2 se calculan con la ECUACIÓN 10 y la ECUACIÓN 11

$$v_{h1} = \frac{\pi d_1^2 (h_1 + T)}{12} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$v_{h2} = \frac{\pi d_2^2 (h_2 + T)}{12} \quad \text{Ecuación 11}$$

El volumen de la rebanada “z” se obtiene restando la ECUACIÓN 11 de la ECUACIÓN 10

$$v_z = \frac{\pi}{12} \{d_1^2(h_1 + T) - d_2^2(h_2 + T)\} \quad \text{Ecuación 12}$$

Por triángulos equivalentes

$$\frac{d_1}{h_1+T} = \frac{d_2}{h_2+T} = \frac{d}{h+T} = \frac{d}{H} \quad \text{Ecuación 13}$$

Ahora se obtendrá d_2 en función de d_1 :

$$d_2 = \frac{d_1}{h_1+T} (h_2 + T) \quad \text{Ecuación 14}$$

Sustituyendo la ECUACIÓN 14 en la ECUACIÓN 12:

$$v_{hz} = \frac{\pi d_1^2 (h_2 + T)}{12} \quad \text{Ecuación 15}$$

Simplificando se obtiene el volumen de roca-fluido, de la rebanada «z»= (h_1-h_2) en la ECUACIÓN 16.

$$v_z = \frac{\pi}{12} \left\{ d_1^2 (h_1 + T) - \frac{d_1^2 (h_2 + T)^3}{(h_1 + T)^2} \right\} \quad \text{Ecuación 16}$$

El factor de recuperación del yacimiento se mide de la relación de aceite residual entre el aceite movable. Para el yacimiento en estudio, se calculó previamente usando la ECUACIÓN 8.

$$F_{rEUR} = \frac{(1 - S_{wr})}{(1 - S_{wc})} \quad \text{Ecuación 8}$$

La ecuación general para el cálculo de volumen de roca, considera el volumen poroso, el porcentaje de agua connata, así como el aceite a condiciones de yacimiento como se ve en la ECUACIÓN 17,

$$v = \frac{NB_{oi}}{\phi(1 - S_{wc})} \quad \text{Ecuación 17}$$

La ecuación del cálculo de volumen de roca, que contiene aceite residual, considera el volumen poroso, el porcentaje de agua connata y la saturación residual, así como factor de volumen a la condición de presión final, se obtiene combinando la ECUACIÓN 8 y la ECUACIÓN 17.

$$v = \frac{NB_o}{\phi F_{rEUR} (1 - S_{wc})} \quad \text{Ecuación 18}$$

El volumen de roca de la rebanada h_1-h_2 , considerando que fue barrida por agua y sólo queda aceite residual, se muestra en la ECUACIÓN 19.

$$v_z = \frac{\Delta N_p B_o}{\phi F_{rEUR}(1 - S_{wc})} \quad \text{Ecuación 19}$$

Combinando la ECUACIÓN 16 y la ECUACIÓN 19, se puede calcular el diámetro d_1 de la circunferencia del cono en la base de los disparos:

$$d_1 = \sqrt{\frac{12(h_1 + T)^2 \frac{\Delta N_p B_o}{\phi F_{rEUR}(1 - S_{wc})}}{\pi\{(h_1 + T)^3 - (h_2 + T)^3\}}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Para obtener el volumen de roca de la zona drenada debajo de h_2 hasta $h=(CAAi)$, se sustituye con triángulos equivalentes.

$$v_{oh-h2} = \frac{\pi d^2\{(h + T)^3 - (h_2 + T)^3\}}{12(h + T)^2} \quad \text{Ecuación 21}$$

Combinando la ECUACIÓN 18 y la ECUACIÓN 21, se calcula el diámetro de la circunferencia d en $(CAAi)$.

$$d = \sqrt{\frac{12(h + T)^2 \frac{N_p B_o}{\phi F_{rEUR}(1 - S_{wc})}}{\pi\{(h + T)^3 - (h_2 + T)^3\}}} \quad \text{Ecuación 22}$$

Combinando la ECUACIÓN 14 y la ECUACIÓN 22.

$$d = \frac{d_1}{h_1 + T} (h + T) \quad \text{Ecuación 23}$$

Despejando h del a ECUACIÓN 23,

$$\frac{h_1 + T}{d_1} \sqrt{\frac{12(h + T)^2 \frac{N_p B_o}{\phi F_{rEUR}(1 - S_{wc})}}{\pi\{(h + T)^3 - (h_2 + T)^3\}}} - T - h = 0 \quad \text{Ecuación 24}$$

Cono truncado, solución numérica del problema inverso

Se obtuvo la ECUACIÓN 24, en la que no se puede despejar h , con álgebra estándar. Es necesario recurrir a

técnicas numéricas para darle solución a esa ecuación. Al procedimiento que sigue se le conoce como solución del problema inverso, ya que, dada la información de producción, se obtendrán las dimensiones geométricas del cono, para que honre la historia productiva de la anticlinal modelada. Esto se muestra en la ECUACIÓN 25.

$$h^{i+1} = \frac{h_1 + T}{d_1} \sqrt{\frac{12(h^i + T)^2 \frac{N_p B_o}{\phi F_{rEUR}(1-S_{wc})}}{\pi\{(h^i + T)^3 - (h_2 + T)^3\}}} - T \tag{Ecuación 25}$$

Hay múltiples técnicas estándar para solucionar el problema numérico. Para este problema se utilizará la técnica más simple de aproximaciones sucesivas en una sucesión convergente. Para iniciar se propone que $h^0 = h_1$; y se inicia un proceso recursivo usando $h^{i+1} = (1+\epsilon) * h^i$, $\epsilon > 0$. Se

recomienda inicial con $\epsilon = 0.1$. Se procede recursivamente hasta que la diferencia de $|h^{i+1} - h^i|$ sea muy pequeña.

El siguiente paso es hacer $h = h^{i+1}$ para obtener $h \Rightarrow$ posición del (CAAi), y el volumen del cono.

El volumen de aceite original a condiciones de yacimiento se obtiene con la geometría calculada, usando la saturación de agua connata.

$$NB_{oi} = \frac{\pi}{12} \phi (1 - S_{wc}) h d^2 \tag{Ecuación 26}$$

Al dividir el resultado de aceite original en sitio entre el factor de volumen del aceite inicial, se obtiene el N , que es el volumen original de aceite a condiciones estándar.

barriendo el aceite móvil. En el apartado de cálculo del factor de recuperación último, antes, en este documento, por balance de materia se obtuvo que la saturación residual de agua es de 69%. Por lo que el factor de recuperación, en producción primaria sea de 35%.

Cono truncado, aplicación a yacimiento carbonatado

El cálculo, mostrado en la **Figura 7**, indica que el estimado del CAAi es de 5,870 mvbnm. Debido a que el CAA avanza hacia arriba como un plano horizontal (hipótesis), éste va

El área de la base del cono, que representa al bloque 121 de Kab, se estimó en 3.0 km², con un volumen de roca total de 606.7 millones de metros cúbicos. El valor promedio de porosidad usado para el cálculo es de 8.1% y de saturación irreducible de agua de 12%.



MEMORIA DE CÁLCULO			
Np	2.23E+07	Sbl	Volumen producido por el yacimiento
ΔNp	5,770,000	Sbl	Volumen producido desde que arribó el agua
Np	3,545,700	Sm3	Volumen producido
ΔNp	917,430	Sm3	Volumen producido desde que arribó el agua
ϕ	8.10%		
Swc	12.00%		
Swr	69.00%	Sw <= Swr	69.00%
Bo	1.616		
cima	5,350.00	mV	
T	100.00	m	Sección trunca del yacimiento
Base de disparos absoluta	5,809.00	mV	Absoluta
H1	559.00	m	Base de los disparos (modelo)
h1	459.0	m	
Intervalo expuesto	103.0	m	Del porcentaje de avance del CAA en Kab-63
%de agua en Intervalo	25.00%		
z	25.75	m	intervalo mojado CAA
h2	433.3	m	
FrEUR	35.23%	m	Por fluido y roca, en la rebanada z
fVzr	59,042,886		
fVrh-h2	228,190,012	m3 yac	
d1	1,748.8	m	De iteración
h	519.56		
d	1,938.2	m	Área
dt	312.8	m	3.0 Km2
CAAi == OOWC	5,870	m	So+Swc
Vr total	606,760,928	m3	
Vo resr	43,249,919	m3	
N*Boi == OOIP	272,012,069	Bls yac	
N == STOOIP	168,324,300	Bls std	Aceite original en sitio a condiciones estándar

Figura 7. Análisis para el yacimiento Kab-JSK, bloque 121. Se muestra que el estimado de la posición del *CAAi* es de 5,870 mvbnm. El área de la base del bloque se estimó en 3.0 km², con un volumen de roca total de 606.7 millones de metros cúbicos. El valor promedio de porosidad usado fue de 8.1% y de saturación irreducible de agua (connata) medido con registros fue de 12%.

El modelo cónico calculado, muestra en la **Figura 8**, la posición aproximada de los parámetros del yacimiento. *OOWC* = *CAAi* = 5,870 mvbnm. Con un análisis del comportamiento futuro del yacimiento usando balance de

materia, se encontró que con declinación natural, la máxima producción se alcanzará cuando *Np* = 42 mmbbls Std. Y esto ocurrirá en el año 2020, y el contacto agua aceite llegará a 5,630 mvbnm.

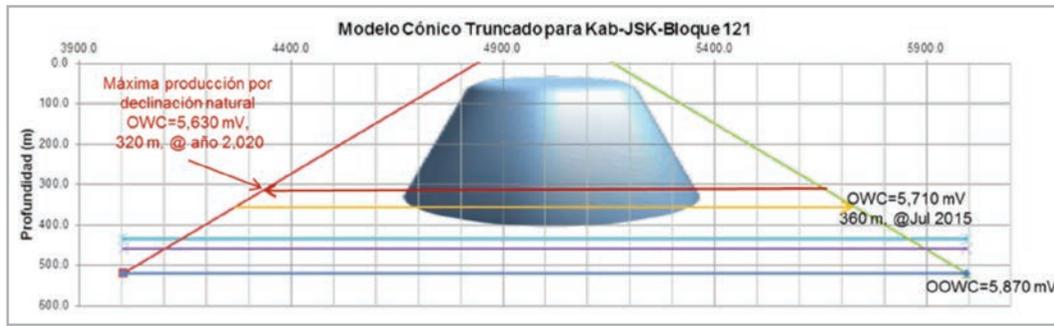


Figura 8. Se observa cómo avanzó el OWC = CAA en el pozo Kab-63, y de los resultados de predicción de balance de materia, se muestra que llegará a 5,630 mvbnm con declinación natural. La figura de cono central es sólo para recordar que es un modelo tridimensional.

Con el modelo gráfico del avance del *CAA* en función de la producción acumulada, o perfil volumétrico del yacimiento, se observa que cuando el *CAA* haya alcanzado el 50% del espesor del yacimiento, ya se habrá drenado el 90% del aceite móvil, como se muestra en la **Figura 9**. Esta es una propiedad de todos los conos, y de las trampas anticlinales. Es una de las razones por la que, para los pozos que drenan en la cima del yacimiento, son prácticamente inútiles las reparaciones por entrada de agua, debido a que el avance del *CAA* es muy rápido.

La irrupción de agua, en el pozo Kab-63, ocurrió el 19-mayo-2013. En la **Figura 9** se ve la intersección de la curva de avance del *CAA* y el intervalo disparado.

Combinando con un estudio de predicción con balance de materia, se observa que para el yacimiento Kab-B121, acumulará un máximo de 42 mmbbls en el 2020 con declinación natural. Los puntos verdes, sobre el perfil volumétrico, muestran las fechas en que se alcanzó la producción acumulada respectiva. El último punto es el 20 (año 2020), cuando dejará de producir el yacimiento por declinación natural.

Se recomendó la aplicación de un sistema de mantenimiento de presión, por inyección de agua, para alcanzar una producción acumulada mayor de hasta 56-58 mmbbls, preparando el pozo Kab-106, para producir en la cima del yacimiento. La inyección de agua es recomendable, ya que el bloque 121 se comporta casi como yacimiento volumétrico. Entonces, extendiendo el comportamiento de *We*, y utilizando el paquete de plataforma de inyección de

30,000 bpd de agua, se estimó que se podría incrementar la recuperación de 42 a más de 56 mmbbls, esto es más de 14 mmbbls más de barriles, terminando el drene en el 2018, como se muestra en las marcas color magenta. El último punto magenta, que corresponde a $N_p = 59$ mmbbls, corresponde al año 2019, (con inyección de agua).

Sinergia de modelos: cono truncado y nuevo modelo de balance de materia

El estudio muestra una buena oportunidad de establecer rangos factibles de las macro variables del yacimiento, como el volumen original, el volumen de roca, la posición de *CAAi*, y las dimensiones del yacimiento.

Con balance de batería se obtuvo que N es de 178 mmbbls Std. y tuvo *We* de ingreso de agua de 18 mmbbls cuando el N_p era de 35 mmbbls.

Con balance de materia se encontró que el factor de recuperación último es de 0.35%.

De manera independiente, con el modelo del cono, se encontró que N es de 168 mmbbls Std.

La diferencia en los volúmenes originales de ambos métodos es del 6% = $(178-168)/178 \cdot 100$

Esta diferencia muestra que los modelos son congruentes y podrían representar y predecir con buena certidumbre, el comportamiento del yacimiento.

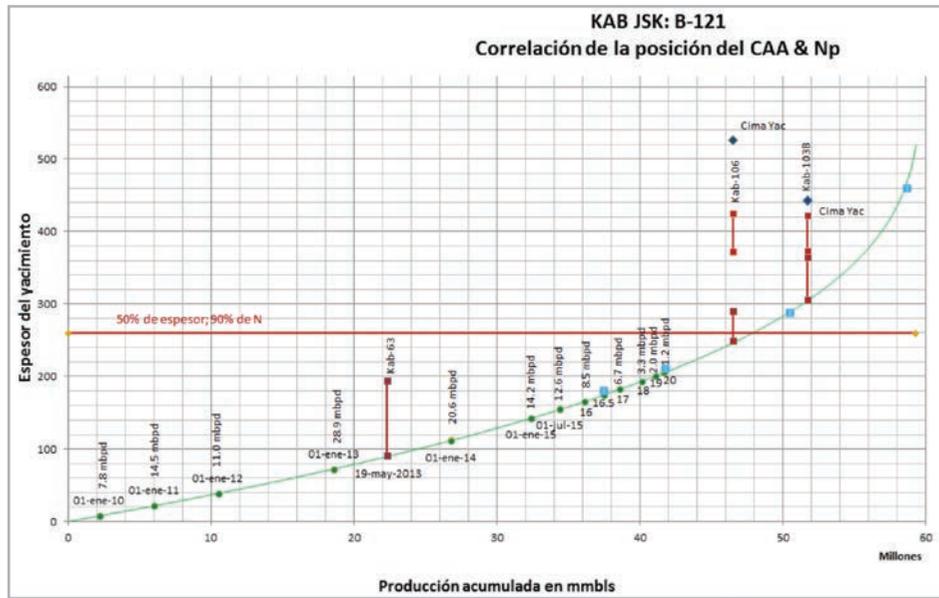


Figura 9. Combinando con un estudio de predicción con balance de materia, se observa que, con declinación natural, el yacimiento Kab-B121 acumulará un máximo de 42 mmbis en el 2020. Las marcas cuadradas en magenta, muestran lo que ocurriría si a partir de junio del 2016 se inyecta agua a un ritmo de 30 mbpd, se alcanzaría a drenar poco más de 56 mmbis del aceite móvil antes del 2018.

Sólo a manera de referencia se muestra el histórico de presión producción de los bloques 101 y 121 de Kab-JSK.



Figura 10. El comportamiento de presión de fondo en los pozos productores ha mostrado que el yacimiento está dividido en dos bloques que se llaman 101 y 121. El bloque 101 contiene tres pozos: Kab-38, 43 y 101. El bloque 121 contiene seis pozos: Kab-33, 63, 81, 103B, 106 y 121.

Conclusiones

Se presentó una secuencia metodológica con la que se estima, por dos técnicas independientes (balance de materia y geométrica), los parámetros fundamentales de la dinámica de yacimientos.

Se estimó el volumen original de hidrocarburos, el factor de recuperación último, así como la profundidad inicial y el avance del Contacto Agua Aceite CAA .

Con la técnica clásica de Havlena & Odeh, se calculó el volumen original de hidrocarburos a condiciones estándar: N

Con balance de materia clásico, y de manera directa con la ecuación, se calculó la función de ingreso de agua al yacimiento We .

Con balance de materia clásico, se estimó el factor de recuperación último.

Se estimó, con inversión numérica, las dimensiones del cono que mejor ajusta al histórico de producción, así como al avance del volumen fraccional de agua en un pozo testigo, que ha sido irrumpido por agua.

Se compararon los volúmenes originales obtenidos con balance de materia y con inversión numérica en el modelo del cono, dando por resultado un 6% de diferencia. Esta diferencia muestra que los modelos son congruentes y podrían representar y predecir con buena certidumbre, el comportamiento del yacimiento.

Es el modelado del comportamiento del agua We que ingresa al yacimiento, es el que permite que se pueda calcular el F_{rEUR} factor de recuperación último, y éste a su vez, utilizarlo en el modelo geométrico regular, para obtener las dimensiones del cono que mejor ajustan a la producción y avance de agua en el pozo testigo.

Recomendaciones

La metodología desarrollada en este trabajo podría ser de mucha utilidad para encontrar los parámetros fundamentales de un yacimiento homogéneo, en trampa anticlinal, con hidrocarburo en estado bajo-saturado.

Se requiere de información del histórico de producción del yacimiento, así como de crecimiento de la fracción de agua en un pozo que ha sido irrumpido por agua.

Los resultados de la aplicación de los modelos desarrollados y descritos aquí, serán una herramienta básica para apalancar la simulación numérica estándar, para asegurar que las macro-variables se mantengan siempre dentro de rangos factibles y simultáneamente incrementar la certeza y reducir el tiempo de simulación numérica.

Las premisas para la aplicación del procedimiento es que el yacimiento debe ser homogéneo, con aceite bajo-saturado, trampa de anticlinal y con empuje hidráulico. Al menos un pozo debe ya producir un porcentaje de agua. Por hipótesis, se utiliza un avance plano ascendente del contacto agua aceite, también se debe de conocer la compresibilidad promedio de la roca, además de todas las variables para el cálculo de balance de materia clásico.

Agradecimientos

Se agradece al Ing. Ricardo Villegas Vázquez, al Ing. Jorge Morales Morales y al Ing. Miguel A. Molina Ayala, por las facilidades brindadas para realizar este trabajo.

Nomenclatura

Bo	Factor de volumen de aceite
Boi	Bo inicial
Bg	Factor de volumen de gas
$Bginj$	F.V. del gas de inyección
Bt	$Bo+Bg(Rsb-Rs)$
Bti	Factor de volumen total inicial
Bw	Factor de volumen de agua
$Bwinj$	Factor de volumen de agua de inyección
CAA	Profundidad del contacto agua-aceite (OWC)
$CAAi$	CAA inicial (OOWC)
cw	Compresibilidad del agua
cf	Compresibilidad de la formación
d	Diámetro de la base del cono
d_x	Diámetro x del cono
ϕ	Porosidad de la roca
F_{rEUR}	Factor de recuperación último

G_{iny}	Volumen de gas de inyección
π	3.1416
h	Altura de la cima a la base del cono
h_x	Altura de la cima al diámetro x
m	Fracción de volumen de gas inicial en el yacimiento
p	Presión del yacimiento
p_i	Presión inicial del yacimiento
Δp	$p_i - p$
R_p	R_s acumulativo
R_s	Relación de solubilidad
R_{sb}	R_s a presión de saturación
R_{si}	R_s a presión inicial
S_{wc}	Saturación de agua connata
S_{wr}	Saturación residual de agua
N	Reserva original en yacimiento a condiciones de superficie
N_p	Producción acumulada a condiciones de superficie
T	Altura el cono que no influye en el volumen total
We	Volumen de agua de yacimiento que sustituye al aceite producido

W_{iny}	Volumen de agua de inyección
W_p	Volumen de agua producida

Referencias

- Ahmed, T. H. 2010. *Reservoir Engineering Handbook*, fourth edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- 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://dx.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://dx.doi.org/10.2118/869-PA>.
- Schilthuis, R. J. 1936. Active Oil and Reservoir Energy. *Trans. AIME* **118** (01): 33-52. SPE-936033-G. <https://dx.doi.org/10.2118/936033-G>.
- Van Everdingen, A. F. y Hurst, W. 1949. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *J Pet Technol* **1** (12): 305-324. SPE-949305-G. <https://dx.doi.org/10.2118/949305-G>.

Semblanza de los autores

Federico González Tamez

Estudió la licenciatura en Físico-Matemáticas en la Universidad Autónoma de Nuevo León. Estudió una Maestría en Ingeniería Petrolera en la UNAM.

Gerente Técnico de la compañía Petroleum Knowledge and Management en Villahermosa.

Ha colaborado con empresas como Schlumberger y Halliburton como encargado de proyectos de productividad de pozos y en el desarrollo de planes rectores de medición y monitoreo de pozos y yacimientos.

Es instructor de la compañía Next-Schlumberger, para los cursos de Yacimientos petroleros y en Introducción a la Ingeniería Petrolera.

Fue Subgerente de Planeación Estratégica en Tecnología de Explotación, en el Corporativo de Planeación Estratégica de Pemex.

En PEP, colaboró como Superintendente en Productividad de Pozos en la SGRT de Pemex Exploración Producción.

Tuvo diversos puestos de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Servicios Especializado en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Fue analista e investigador en Geofísica Minera, en el Consejo de Recursos Minerales (ahora Servicio Geológico Mexicano, SGM)

Ha sido autor y coautor de diversos artículos técnicos nacionales e internacionales.

Óscar Morán Ochoa

Estudió la carrera de Ingeniero Geólogo en el período 1983 – 1985 y la carrera de Ingeniero Petrolero en el período 1985 – 1988. Obtuvo el título de Ingeniero Petrolero en mayo de 1989.

De agosto de 1997 a julio de 1999 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, en el área de yacimientos, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el título con mención honorífica el 3 de mayo de 2001.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre de 1988 en el Distrito Agua Dulce (actualmente Activo de Producción Cinco Presidentes), en el Departamento de ingeniería petrolera, realizando actividades en el área de desarrollo de campos y operación hasta mayo de 1991.

De septiembre del 2013 a la fecha desempeña el cargo como Coordinador de Grupos Multidisciplinarios de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos, del Activo de Producción Litoral de Tabasco, SPRMSO.

Ha participado en varios estudios integrales y proyectos de inversión dentro de la empresa y en el extranjero.

Ha presentado trabajos en diferentes foros en México y en el extranjero: los congresos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, en el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Congreso Mexicano del Petróleo y en la Society of Petroleum Engineers, (SPE).

Del año 2007 a mayo del 2013 se desempeñó también como catedrático en la Universidad Olmeca en la carrera de Ingeniero del Petróleo y Gas Natural en el área de yacimientos.