

Aplicación de la ecuación de balance de materia a los yacimientos con alto contenido de condensado

Bernardo Martínez García

bermagar@hotmail.com

Fernando Samaniego Verduzco

pexfsamaniegov01@pemex.com

UNAM

Alfredo León García

aleong560112@gmail.com

Grupo R Petróleo y Gas

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

Resumen

En este trabajo se realiza una revisión de los métodos existentes para evaluar el volumen original de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado; también se presenta su aplicación a yacimientos con alto contenido de condensado, como son los que se explotan actualmente en el Mesozoico Chiapas-Tabasco.

Se propone una metodología práctica y sencilla que consiste en utilizar información del sistema roca-fluidos, datos de presión-producción de su vida productiva, validación y caracterización del fluido, empleando paquetes de cómputo, así como la elaboración de gráficas típicas para este tipo de yacimientos, para calcular el volumen original de hidrocarburos con y sin entrada de agua, para analizar y evaluar el yacimiento Giraldas, el cual presenta un comportamiento volumétrico sin entrada de agua.

Finalmente se concluye que la ecuación de balance de materia continúa siendo una herramienta práctica, sencilla y económica, para ajustar, evaluar y predecir el comportamiento global de un yacimiento, dado que los estudios con simuladores numéricos requieren bastante información a detalle y un alto costo económico para su realización.

Uno de los problemas que han presentado los yacimientos con alto contenido de condensado, descubiertos en la zona del Mesozoico Tabasco-Chiapas, es el de obtener una evaluación de su volumen original de hidrocarburos. Asimismo, es importante poder predecir su comportamiento futuro, en un principio en forma global, como puede considerarse la variación de la presión media contra la producción.

Palabras clave: Ecuación de balance de materia, yacimientos, alto contenido de condensado.

La identificación de los mecanismos que actúan en este tipo de yacimientos, como la expansión del gas, condensación retrógrada y la entrada de agua, permitirá tomar las medidas adecuadas para una mejor explotación y recuperación de los fluidos.

En la actualidad se cuenta con simuladores numéricos que pueden predecir con exactitud el comportamiento de este tipo de yacimientos, pero debido a su gran complejidad y

a la información detallada requerida, tanto de los fluidos como de la formación productora, el método de balance de materia constituye una herramienta sencilla y práctica para realizar estudios de ajuste tipo global del comportamiento de yacimientos.

Adicionalmente, el costo económico de un estudio por medio de estos simuladores numéricos es elevado. Por lo tanto, estos métodos sencillos constituyen una alternativa

viable, sobre todo en la etapa inicial de la explotación de estos yacimientos.

Este trabajo nació de la inquietud y experiencia adquirida en el campo, con base en la necesidad de conocer el tipo de ecuaciones que deben de utilizarse para realizar un estudio de balance de materia en los yacimientos de gas y condensado.

Con el empleo de los simuladores numéricos composicionales del comportamiento PVT, que se tienen desarrollados actualmente, este tipo de estudios se simplifican, debido a que se puede tener una caracterización adecuada del fluido del yacimiento, contrariamente a lo sucedido en el pasado, cuando debido a la carencia de éstos no se tenía confiabilidad en el manejo de la información.

La mayoría de los yacimientos de gas y condensados descubiertos hasta la fecha en México, se encuentran frecuentemente cerca de la presión de rocío.

El objetivo de este trabajo es presentar la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia (EBM), adecuada para el caso en el cual esté presente o no el agua en los yacimientos de gas y condensado, que se explotan actualmente en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas. Se discute la condensación de líquidos obtenidos para este tipo de yacimientos encontrados en México, los cuales difieren grandemente de los que se han presentado en la literatura técnica.

Conceptualización de un yacimiento de gas y condensado

Como resultado de las mayores profundidades de los pozos perforados, los fluidos provenientes del yacimiento, han presentado una variación en su comportamiento termodinámico (Méndez L., Teyssier S. 1979). Los fluidos de estos yacimientos son de composición variable (aceite volátil, gas y condensado), los cuales se han encontrado cada vez con mayor frecuencia durante los últimos años en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas, **Tabla 1**.

Tabla 1. Yacimientos de gas y condensado en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas.

<i>YACIMIENTO</i>	<i>FORMACIÓN PRODUCTORA</i>	<i>PROFUNDIDAD MEDIA (m.b.N.M.)</i>	<i>TEMPERATURA (°C)</i>	<i>GRADOS API</i>	<i>PRESIÓN INICIAL (Kg/cm²)</i>	<i>PRESIÓN ROCÍO (Km/cm²)</i>
<i>AGAVE</i>	<i>KS-KM</i>	<i>4200</i>	<i>130</i>	<i>50</i>	<i>493</i>	<i>454</i>
<i>CARMITO</i>	<i>KS-KM</i>	<i>3205</i>	<i>104</i>	<i>39</i>	<i>348.9</i>	<i>324</i>
<i>CATEDRAL</i>	<i>KS-KM</i>	<i>2363</i>	<i>374</i>	<i>57</i>	<i>297.8</i>	<i>271</i>
<i>GIRALDAS</i>	<i>KM</i>	<i>4627</i>	<i>139</i>	<i>44</i>	<i>555</i>	<i>464.4</i>
<i>CHIAPAS-COPANO</i>	<i>KS</i>	<i>3630</i>	<i>126</i>	<i>44</i>	<i>491</i>	<i>390</i>
<i>MUSPAC</i>	<i>KS</i>	<i>2791</i>	<i>109</i>	<i>52</i>	<i>316.2</i>	<i>311.5</i>
<i>CHIRIMOYO</i>	<i>KM</i>	<i>5140</i>	<i>158.1</i>	<i>52</i>	<i>636.3</i>	<i>202.5</i>
<i>IRIS</i>	<i>CRETÁCICO</i>	<i>4495</i>	<i>134</i>	<i>44.9</i>	<i>543</i>	<i>472</i>
<i>MUNDO NUEVO</i>	<i>KM</i>	<i>3361</i>	<i>113</i>	<i>49.7</i>	<i>425</i>	<i>379.6</i>
<i>JACINTO</i>	<i>KI-JSK</i>	<i>5962</i>	<i>152</i>	<i>44.56</i>	<i>631.27</i>	<i>372.4</i>
<i>FÉNIX</i>	<i>KM</i>	<i>5482</i>	<i>156</i>	<i>43.8</i>	<i>610.2</i>	<i>423.2</i>

Los yacimientos de gas a altas presiones (300-640 Kg/cm²), y temperaturas (200 - 400°F) que se han descubierto, tienen propiedades, (Craft, B. C. y Hawkins, 1959), diferentes de los yacimientos de gas seco que se habían encontrado anteriormente. Estos fluidos del yacimiento son comúnmente llamados fluidos de gas y condensado. La **Figura 1** presenta, (Cole, F.W. 1969), un diagrama presión-temperatura general, en que se muestran las condiciones existentes en los yacimientos de gas y condensado. La temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. El punto crítico generalmente se localiza a la izquierda de la cricondenbara (condiciones de presión máxima a la cual coexisten dos fases), y las líneas de calidad se encuentran predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja.

El estado inicial del yacimiento se encuentra en el punto F_i y el estado del yacimiento al abandonarse se muestra en el punto F_o ; el punto S representa las condiciones en la superficie, (separador). A condiciones iniciales del yacimiento (F_i) el fluido es un gas. Al extraerse el gas del yacimiento, la presión en el yacimiento se reduce. Ya que la temperatura del yacimiento no cambia sensiblemente, la reducción de presión en el yacimiento es un proceso prácticamente isotérmico, representado por la línea $F_i - F_a$. Mientras el fluido está en una sola fase, puede emplearse la ley de los gases para predecir el comportamiento del fluido, conociendo el factor de desviación del gas Z .

A medida que la presión disminuye, la composición del fluido producido permanece constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío, p_r . Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío, y existe en el yacimiento un fluido en dos fases. Al presentarse la condensación, la fase gaseosa disminuye su contenido de líquido, debido a que el condensado se

adhiera a las paredes de los poros de la roca, permaneciendo como una película líquida inmóvil, hasta que se alcance posiblemente su saturación crítica. Por tanto, el gas producido en la superficie tendrá una disminución en su contenido líquido, aumentando la relación gas-condensado.

Cuando la presión del yacimiento ha declinado hasta el punto P_1 vertical, el fluido del yacimiento será, para el caso particular de esta Figura 1, aproximadamente 70% de gas y 30% de líquido. Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta alcanzar un punto de volumen máximo de líquido, punto E.

La región de condensación retrógrada es el área sombreada de la Figura 1, la cual puede ocurrir únicamente a temperaturas entre el punto crítico C y la cricondenterma.

Al presentarse la condensación retrógrada, tiende a disminuir la recuperación de las partes más licuables del fluido del yacimiento, que son generalmente los componentes más valiosos. En un yacimiento cerrado, (volumétrico) de gas se tiene una recuperación aproximada de 85% del gas original. En yacimientos de gas y condensado, aunque puede recuperarse 85% del gas seco, es común perder de 50% a 60% de los hidrocarburos licuables debido a la condensación retrógrada. Es trabajo del ingeniero de yacimientos planear medios para prevenir estas pérdidas. Su desarrollo y operación para una recuperación máxima requiere de métodos de ingeniería y operación diferentes de los yacimientos de aceite y de gas seco. Las propiedades de los fluidos gobiernan los programas de operación y desarrollo para la recuperación de los hidrocarburos, y determinan el mejor programa a seguir. Un conocimiento completo de las propiedades del fluido es por lo tanto, necesario en la optimización de los yacimientos de gas y condensado. Otros aspectos importantes incluyen las condiciones geológicas, propiedades de la roca, costos de operación, etc.

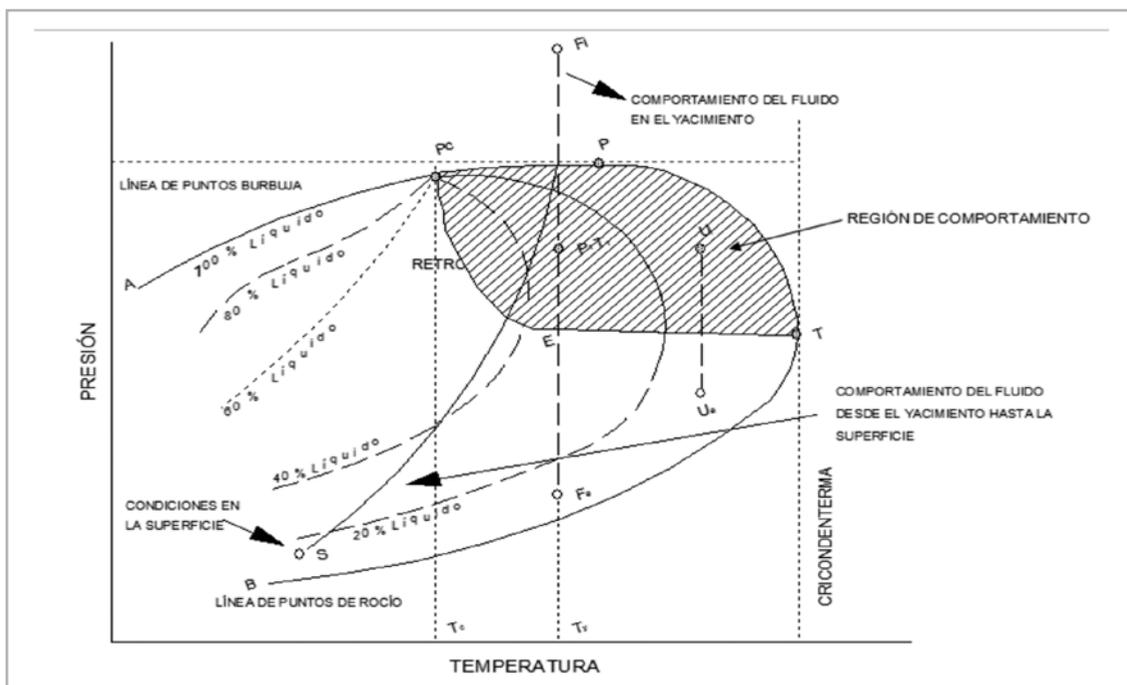


Figura 1. Diagrama presión-temperatura para un fluido de gas y condensado³.

Constantes de equilibrio vapor líquido

Los estudios de laboratorio en los fluidos de gas y condensado se realizan para evaluar su comportamiento a condiciones de yacimiento y en superficie. En estudios especiales de ingeniería realizados durante el agotamiento de un yacimiento de gas y condensado, se requiere conocer

las composiciones de las fases, (condensado y gas) a varias presiones. La composición de cada fase puede determinarse experimentalmente, pero requeriría demasiado trabajo. Sin embargo, pueden calcularse las composiciones de las fases y sus volúmenes, a cualquier presión y temperatura, usando datos los resultados de equilibrio vapor-líquido.

La distribución de un componente en un sistema vapor-líquido puede relacionarse por medio de las constantes de equilibrio K_i , expresadas en la forma siguiente:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad \dots(1)$$

donde:

K_i = constante de equilibrio del componente i

Y_i = fracción mol del componente i en la fase vapor

X_i = fracción mol del componente i en la fase líquida

El problema principal para aplicar los valores K_i a la ingeniería de yacimientos, es que para cada fluido de un yacimiento son diferentes, o sea, en principio es necesario medir físicamente los valores K_i de cada fluido para determinar los valores correctos. Entonces, deben de buscarse, (Bashbush B., 1981; Mazariegos U., 1990), procedimientos alternos para su estimación.

Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de materia es una herramienta fundamental para la evaluación del comportamiento pasado y futuro del yacimiento, y está basada en la ley de conservación de masa. En su forma simple, el balance de materia establece que para cualquier tiempo la cantidad de hidrocarburos producidos, es igual a los hidrocarburos iniciales menos los hidrocarburos remanentes en el yacimiento.

Derivación:

La ley de conservación de masa se aplica al yacimiento de gas, específicamente empleando un balance molar, (Samaniego V., 201). La expresión resultante está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{p_{ce} G_p}{RT_{CE}} = \frac{p_i V_i}{Z_i RT} - \frac{p(V_i - W_e + W_p B_w)}{ZRT} \quad \dots (2)$$

Si el yacimiento es volumétrico, $W_e = 0$ y $W_p = 0$, la expresión anterior puede escribirse:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - (p_{ce} T/T_{ce} V_i) G_p \quad \dots (3)$$

Estas son las Ecuaciones de Balance de Materia/(EBM), para yacimientos de gas con entrada de agua, Ec. 2 y volumétrico, Ec. 3, respectivamente.

Aplicación de la ecuación de balance de materia, (EBM)

La EBM se puede aplicar para:

- a) Evaluar el volumen original de hidrocarburos
- b) Existencia y estimación del empuje de agua

Suposiciones:

- a) El yacimiento puede tratarse como un “tanque” a volumen constante
- b) Existe equilibrio de presión en todo el yacimiento.
- c) Los datos de laboratorio PVT se aplican al yacimiento, a las condiciones de su variación de las presiones promedio.
- d) Se dispone de datos de producción, inyección y mediciones de presión.
- e) Para yacimientos con presión inicial normal, (aproximadamente igual a la presión hidrostática), los cambios en volumen del agua intersticial con la presión, de la porosidad con la presión, y la evolución del gas disuelto en el agua intersticial con el decremento en la presión, pueden despreciarse.

- c) Predecir el comportamiento global futuro del yacimiento
- d) Evaluar las reservas y el factor de recuperación.

Descripción de los métodos diferentes de balance de materia en los yacimientos de gas y condensado, sin entrada de agua

Se han presentado en la literatura Craft, B. C. y Hawkins, 1959; Col, 1969, Vo, Jones y Raghavan, 1989; Samaniego V., 2017; Hagoort, 1988, Dark, 1978; et al 1990; Sinha, 1976; Walsh, 1995; Walsh, Ansahy Ragma-Van, 1994; Walsh, Ansah y Raghavana, 1994, técnicas o procedimientos para evaluar y analizar el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado, empleando la Ecuación de Balance de

Materia (EMB), debido a que constituye una herramienta valiosa para el ingeniero en los estudios de este tipo de yacimientos, principalmente para los casos de yacimientos con agotamiento natural (sin entrada de agua). Para el caso de México, algunos yacimientos que se explotan en el Mesozoico Chiapas-Tabasco, presentan (Martínez M, et al 1990), comportamiento volumétrico.

A continuación, se presenta una descripción de los métodos utilizados en el análisis de este tipo de yacimientos con agotamiento natural:

Método de Craft-Hawkins o método p/Z

La ecuación de balance de materia considerando que no hay entrada de agua y la producción de agua es despreciable, se expresa por medio de la Ecuación:

$$p_{ce} G_p / T_{ce} = p_i V_i / Z_i T - p V_i / Z T \quad \dots (4)$$

Para un yacimiento volumétrico además de p_{ce} , T_{ce} , p_i , Z_i , el volumen de gas inicial V_i es constante, escribiéndose la Ecuación 4.1 en la forma siguiente:

$$G_p = p_i V_i T_{ce} / Z_i T p_{ce} - p V_i T_{ce} / Z_{2f} T p_{ce} \quad \dots (5)$$

La ecuación 4.2 puede escribirse como la ecuación de una línea recta:

$$G_p = b - m (p / Z_{2f}) \quad \dots (6)$$

o sea:

$$y = b - mx$$

donde:

$$b = p_i V_i T_{ce}$$

$$m = V_i T_{ce} / p_{ce} T$$

A partir del desarrollo anterior, se desprende la importancia de evaluar correctamente el factor de desviación del gas en la región de dos fases a cada etapa de agotamiento. Craft y Hawkins propusieron utilizar esta variable en la ecuación 6, obteniendo:

$$G_p = b - m (p / Z_{2f}) \quad \dots (7)$$

Con base en la Ecuación 7, se puede establecer que una gráfica de la presión promedio de la formación dividida por el factor de desviación del gas en una o dos fases según sea el caso, contra la producción acumulativa, permite representar el comportamiento del yacimiento en la forma mostrada en la **Figura 2**. Esta solución gráfica produce una línea recta, la cual se ajusta y extrapola a un valor $p/Z = 0$, para obtener el volumen original de gas y condensado a condiciones estándar. Es evidente que se pueden

presentar opiniones diversas al hacer una evaluación de los datos graficados.

Los valores de Z en una y dos fases pueden obtenerse por medio de experimentos efectuados en el laboratorio a una muestra del fluido, es decir, llevando a cabo un experimento o proceso de agotamiento a volumen constante, AVC, (o CVD en inglés).

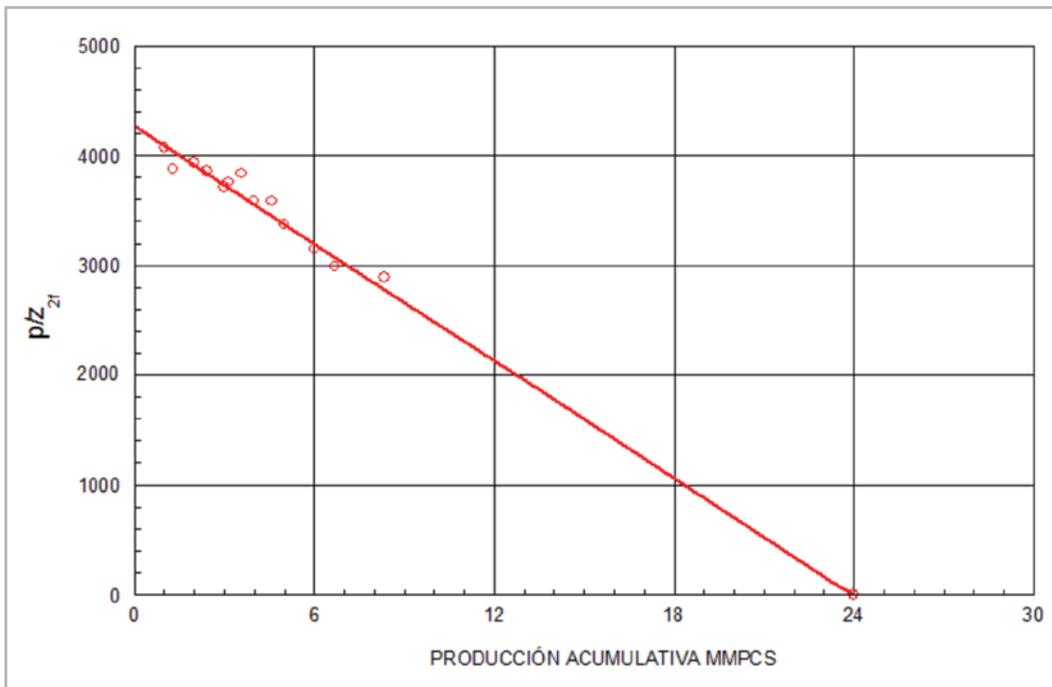


Figura 2. Gráfica de p/z_{zf} contra producción acumulativa G_p , (Craft y Hawkins, 1959).

Método de Beggs

Beggs propuso un método gráfico para evaluar el comportamiento de yacimientos de gas y condensado; el autor reescribe la EBM en la forma siguiente:

$$p/z = p_i / Z_i - (p_{ce} T / T_{ce} B_{gi} G) \quad \dots (8)$$

$$p/z = p_i / z_i - (p_{ce} T / (T_{ce} Z_i T p_{ce} G / p_i T_{ce})) G_p \quad \dots (9)$$

$$p/z = p_i / z_i - (p_i / Z_i) (G_p / G) = (p_i / Z_i) (1 - G_p / G) \quad \dots (10)$$

$$\left(1 - G_p / G\right) = z_i p / p_i z \quad \dots (11)$$

$$\left(1 - Z_i p / p_i Z\right) = G_p / G \quad \dots (12)$$

Tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación 12:

$$\log \left[1 - Z_i p / p_i Z\right] = \log G_p - \log G \quad \dots (13)$$

De la ecuación 13 se observa que una gráfica de $(1 - Z_i p / p_i Z)$ contra G_p en coordenadas log-log, presenta una línea recta con una pendiente de uno (ángulo 45°), la cual al extrapolarse a un valor de uno ($p=0$) en la escala vertical, se obtiene el volumen original G . Las gráficas obtenidas

de este tipo de análisis se conocen comúnmente como gráficas de energía, **Figura 3**. En realidad, ésta es una gráfica de diagnóstico que permite determinar el mecanismo de producción en un yacimiento.

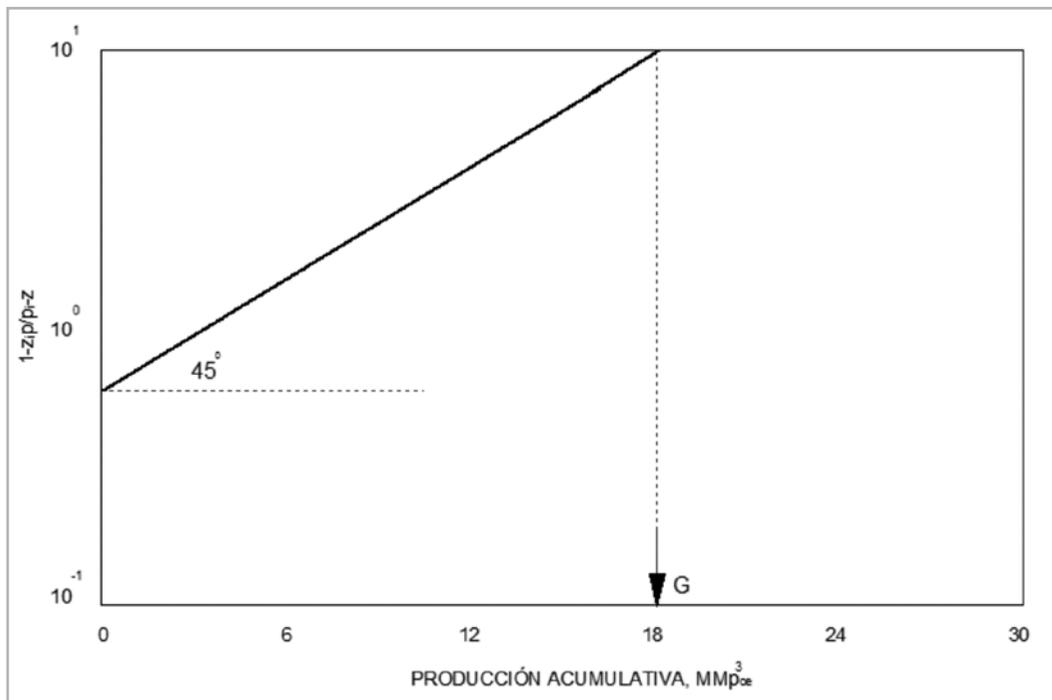


Figura 3. Gráfica de energía, método de Beggs para el caso de un yacimiento cerrado en su frontera externa, (volumétrico).

Método de Hagoort

Los fluidos del yacimiento en la EBM se consideran comúnmente compuestos de dos pseudocomponentes: gas seco y condensado. Por lo tanto, la EBM en yacimientos de gas y condensado es más compleja. Durante el agotamiento de estos yacimientos la separación del líquido en el yacimiento ocurre a presiones abajo de la presión de rocío. Si se supone que este líquido condensado es inmóvil y no puede producirse, entonces, se puede derivar una EBM.

Bajo esta suposición, el proceso de agotamiento en un yacimiento puede simularse por medio de un experimento de laboratorio de agotamiento a volumen constante, (AVC), empleando una muestra representativa de los fluidos del yacimiento. La inmovilidad del condensado implica que la saturación del líquido condensado con el yacimiento debería ser relativamente pequeña, lo cual frecuentemente se cumple.

La expresión derivada por el autor puede escribirse en la forma siguiente:

$$n_h = n_{hi} - n_{hp} \quad \dots (14)$$

$$n_h = n_{hi} \left(1 - n_{hp} / n_{hi} \right) \quad \dots (15)$$

El número de moles de hidrocarburos (gas y condensado del yacimiento) a cualquier tiempo, está relacionado con el volumen poroso de hidrocarburos por la ley de los gases reales, con la condición de que el factor z_{2f} en dos fases se emplee en lugar del factor Z en una sola fase. El factor z_{2f} en dos fases se obtiene directamente de un experimento en el laboratorio de agotamiento a volumen constante, (AVC).

Cabe aclarar, que la relación molar condensado/gas puede obtenerse de un reporte PVT. Se concluye que para propósitos prácticos una gráfica de p/z contra la recuperación (G_p/G) para el caso de un yacimiento volumétrico de gas y condensado, se presenta como una línea recta, siempre que el factor z_{2f} de dos fases se use en lugar del factor z de una sola fase, **Figura 4**.

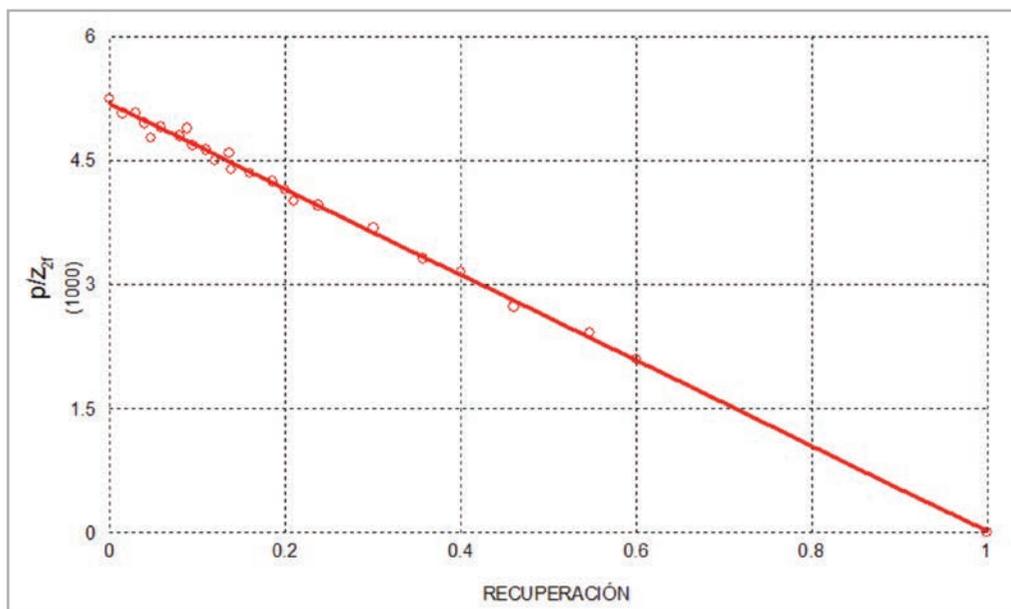


Figura 4. Gráfica p/z_{2f} en un yacimiento de gas y condensado con agotamiento natural, método de Hagoort, (1988).

Método de Vo-Jones–Raghavan–Camacho

Vo, Jones y Raghavan, (1989), han estudiado el comportamiento de los yacimientos de gas y condensados para condiciones de presión mayor y menor de la presión de rocío. Los resultados obtenidos están basados en el modelo radial composicional desarrollado por Jones,

(1985), el cual es completamente implícito y simula el flujo de fluidos en un yacimiento cilíndrico, con el pozo localizado en el centro.

Consecuentemente, Vo y cols presentan un procedimiento para calcular el factor de desviación del gas en dos fases.

Si m_t es el número de moles de los fluidos en el yacimiento y V_p es el volumen poroso del yacimiento, se puede definir una densidad molar promedio en la forma siguiente:

$$\rho = m_t / V_p \quad \dots (16)$$

donde :

$$V_p = V_o + V_g \quad \dots (17)$$

La ecuación (17) puede escribirse como:

$$V_p = V_o + V_g = m_t / \rho = (m_o / \rho_o) + (m_g / \rho_g) \quad \dots (18)$$

Se pueden definir a través de una ecuación de estado (EDE) tres factores de desviación z:

$$Z = p / \rho RT \quad \dots (19)$$

$$Z_o = p / \rho_o RT \quad \dots (20)$$

$$Z_g = p / \rho_g RT \quad \dots (21)$$

Definiendo:

$$L = m_o / m_t \quad \dots (22)$$

$$v = m_g / m_t \quad \dots (23)$$

donde:

$$m_g + m_o = m_t \quad \dots (24)$$

donde L y V son las fracciones mol de la fase líquida y vapor.

Sustituyendo las ecuaciones (19-23) en la ecuación (18) se obtiene:

$$Z = L Z_o + V Z_g \quad \dots (25)$$

La ecuación anterior en función de la presión puede expresarse:

$$Z(p) = L(p)Z_o(p) + V(p)Z_g(p) \quad \dots (25)$$

En su estudio de yacimientos de gas y condensado, los autores concluyeron que los parámetros de la ecuación (25) se deben calcular a partir de datos obtenidos de procesos de expansión y composición constante, (ECC). Para probar esta idea, usaron resultados de simulaciones composicionales para calcular valores del factor de desviación en dos fases, los cuales se muestran para dos simulaciones, en la **Figura 5**, los datos mostrados con círculos son valores de Z_{2f} para el caso de gasto constante, mientras los datos en cuadro son aquellos cálculos de Z_{2f} para el caso de presión constante, observando que estos esquemas de producción (gasto y presión) no afectan los resultados. La línea continua representa los valores usando datos obtenidos de la ecuación (25), por lo que esta ecuación es una aproximación excelente para el cálculo de Z_{2f} . La **Figura 6** es una gráfica cartesiana de p/Z_{2f} contra G_p/G_i para los datos mostrados en la Figura 5. Los datos representados por círculos y cuadros, son los resultados obtenidos de las simulaciones composicionales, mientras la línea continua son los datos calculados con la ecuación (25). Se obtiene una línea recta bien definida para condiciones de presión tanto superior como inferior a la presión de rocío.

Esta figura muestra que el procedimiento convencional puede utilizarse para calcular el volumen original con tal que Z_{2f} se evalúe con base en la ecuación (25).

Concluyen que datos para la presión mayores a la de rocío pueden usarse para predecir el comportamiento del yacimiento a presiones inferiores a la presión de rocío.

La Figura 6 es una gráfica cartesiana de p/Z_{2f} contra G_p/G_i para los datos mostrados en la Figura 5. Los datos representados por círculos y cuadros, son los resultados obtenidos de las simulaciones composicionales, mientras la línea continua son los datos calculados con la ecuación (25). Se obtiene una línea recta bien definida, para condiciones de presión tanto superior como inferior a la presión de rocío.

Esta figura muestra que el procedimiento convencional puede utilizarse para calcular el volumen original, con tal que Z_{2f} se evalúe con base en la ecuación (25).

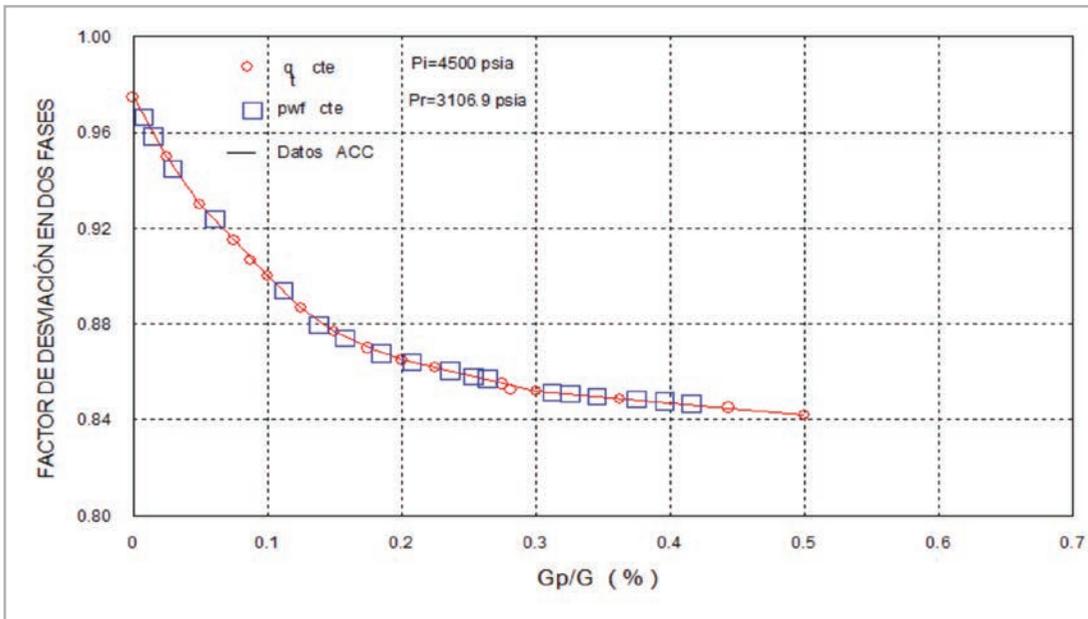


Figura 5. Factor de desviación en dos fases, comparación con ECC, (Vo, Jones, y Raghavan, 1989).

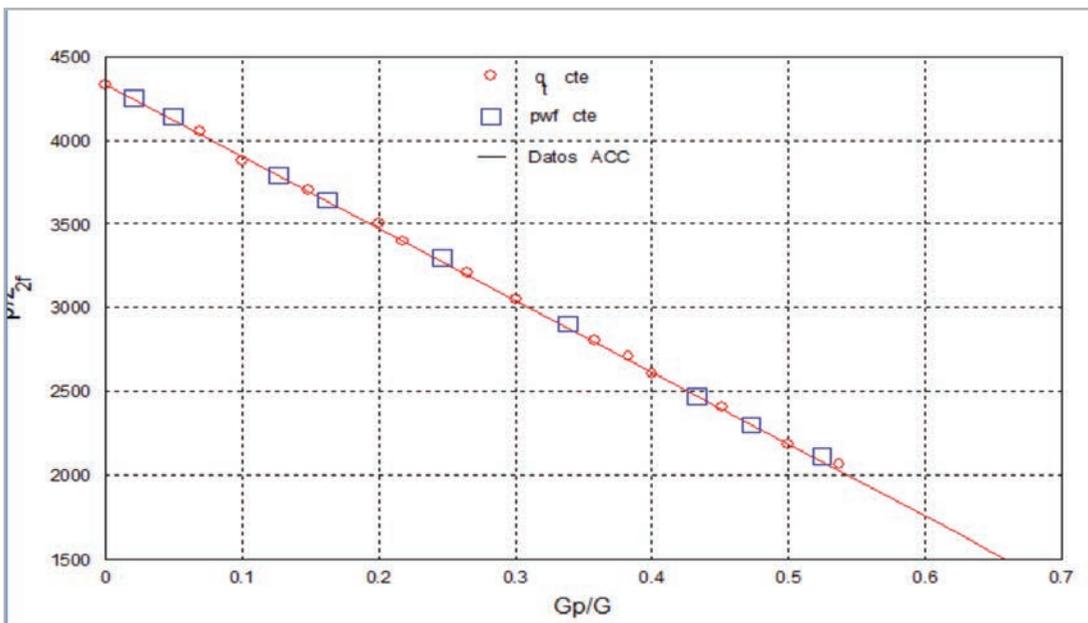


Figura 6. Balance de materia p/Z_{zf} contra producción acumulativa, (Vo, Jones, y Raghavan, 1989).

Métodos para evaluar el volumen original de hidrocarburos (G), considerando el empuje de agua

Método de Havlena y Odeh

Para el caso de yacimiento de gas y condensado, se ha planteado una EBM con empuje de agua, (Dake,1978; Wang y Teasdale, 1987), expresada como la ecuación de una línea recta:

$$F = G E_g + W_e \quad \dots (26)$$

donde:

$$F = (G_p + K_c G_{Lp}) B_g + W_p B_w$$

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

$$G_{wgp} = (G_p + K_c G_{Lp})$$

Este método es la técnica más popular para evaluar G para yacimientos con empuje de agua.

Usando la ecuación 26:

$$F = G E_g + W_e \quad \dots (27)$$

$$G_{wgp} B_g + W_p B_w = G E_g + W_e$$

Usando el método de Stanley para calcular W_e , se tiene:

$$W_e = C \sum \Delta p t \quad \dots (28)$$

Sustituyendo la (28) en la ec (27):

$$G_{wgp} B_g + W_p B_w = G E_g + C \sum_0^t \Delta p t^\alpha \quad \dots (29)$$

Dividiendo (29) por E_g se obtiene:

$$(G_{wgp} B_g + W_p B_w) / E_g = G + C \sum_0^t \Delta p t^\alpha / E_g \quad \dots (30)$$

La ecuación (30) es la expresión de línea recta, cumpliéndose el objetivo trazado por Havlena y Odeh, (1963; 1964), de simplificar y facilitar el uso de la EBM, siendo ésta una ecuación del tipo $y = mx + b$. Entonces, para la Ec. 30 las variables y los parámetros que intervienen en la ecuación de una línea recta son los siguientes:

$$y = (G_{wgp} B_g + W_p B_w) / E_g$$

$$x = \sum_0^t \Delta p t^\alpha / E_g$$

m = constante de entrada del agua,

b = volumen original de hidrocarburos, (ordenada al origen)

La **Figura 7** muestra una gráfica de X contra y para el caso de la ecuación (30)

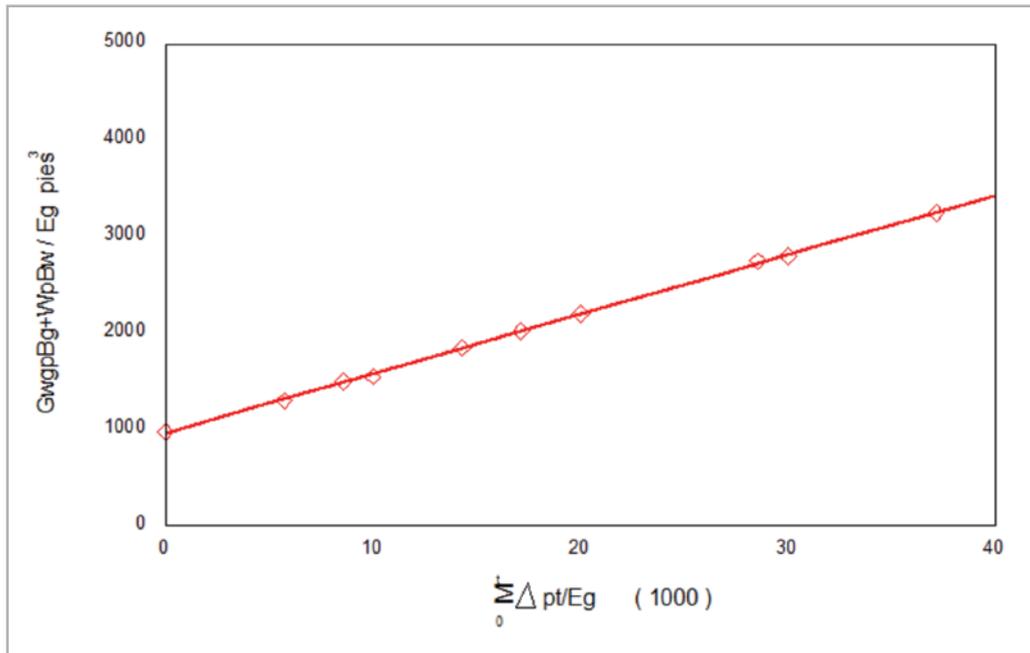


Figura 7. Ecuación de balance de materia como una línea recta considerando W_e , método de Havlena y Odeh, 1963; Havlena y Odeh, 1964.

Método de Cole

Otro método propuesto para evaluar el volumen original de hidrocarburos en los yacimientos de gas y condensado considerando la entrada de agua, es el propuesto por Cole,

el cual es un procedimiento muy similar al propuesto por Havlena y Odeh, en que se expresa la EBM en la forma de la ecuación de una línea recta. Usando la ecuación (26) y la ecuación de Stanley para expresar la entrada de agua W_e :

$$G_{wgp} B_g = G E_g + W_e - W_p B_w \quad \dots (31)$$

Dividiendo la ecuación (31) por el término para la expansión del gas E_g se obtiene:

$$G_{wgp} B_g / E_g = G + \left(C \sum_0^t \Delta p t^a - W_p - B_w \right) / E_g \quad \dots (32)$$

La ecuación (32) es la expresión de una línea recta, donde:

$$y = G_{wgp} B_g / E_g$$

$$x = \left(\sum_0^t \Delta p t^a - W_p - B_w \right) / E_g$$

$m = C$ = constante de entrada del agua.

b = volumen original de hidrocarburos, (ordenada al origen)

La **Figura 8** muestra una gráfica de x contra y para el caso de la ecuación (32). Se puede concluir que los métodos de Havlena - Odeh y de Cole son equivalentes.

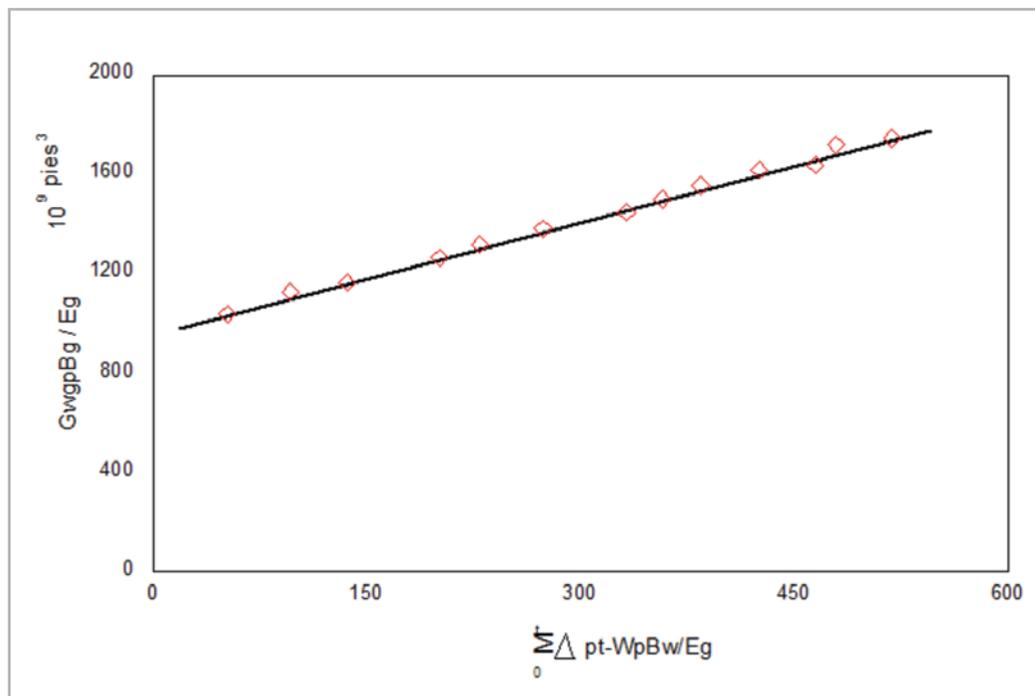


Figura 8. Ecuación de balance de materia como una línea recta considerando W_e , método de Cole.

Diagrama de flujo

En los capítulos anteriores, se han descrito los métodos o técnicas para evaluar el volumen original de hidrocarburos en los yacimientos de gas y condensado, con comportamiento volumétrico y entrada de agua. Se ha señalado la importancia (Vo., et. al., Camacho, y Raghavan, 1990) de tener una descripción apropiada del fluido, resaltando el parámetro *Z* en dos fases empleado en la EBM.

En algunos trabajos, (Fong, A., 1990), se ha concluido que para emplear apropiadamente los resultados de un análisis PVT composicional se deben cumplir los criterios siguientes:

A) Validar el análisis composicional: Se valida el análisis realizado en el laboratorio, de acuerdo a las metodologías establecidas por Bashbush, Withson, Torp y Mazariegos. Actualmente se cuenta (Mazariegos, 1990), con un programa de cómputo para corregir estas inconsistencias.

B) Caracterizar el fluido: Una vez validados los resultados del análisis PVT composicional, se procede a realizar la caracterización del fluido por medio de un balance composicional, empleando el proceso de agotamiento a volumen constante, y posteriormente empleando una ecuación de estado, (Coats, 1986; Coats y Smart, 1986).

Para la caracterización se cuenta con paquetes comerciales para realizar este tipo de estudios.

Para los objetivos del presente trabajo y principalmente en la evaluación del factor *Z* en una y dos fases, el empleo de procedimientos de la validación y caracterización es muy importante.

En los últimos años el empleo de la computadora se ha incrementado, constituyendo una herramienta de uso cotidiano, aunado a que los lenguajes de programación y paquetes de cómputo son cada día más accesibles, facilitando y simplificando las cargas de trabajo en cualquier actividad dentro de la industria petrolera.

Hoy en día, en la mayoría de los centros de trabajo de Pemex se cuenta con este tipo de computadoras, ya que la gran mayoría de los paquetes de cómputo se presentan en forma conversacional, facilitando al usuario su empleo.

Tomando como base la teoría y consideraciones expuestas en este artículo, y con la finalidad de proporcionar al analista de yacimientos un medio para evaluar el volumen original de hidrocarburos para yacimientos de gas y condensado, con comportamiento volumétrico y entrada de agua, se plantea de una manera sencilla la aplicación de estas ecuaciones:

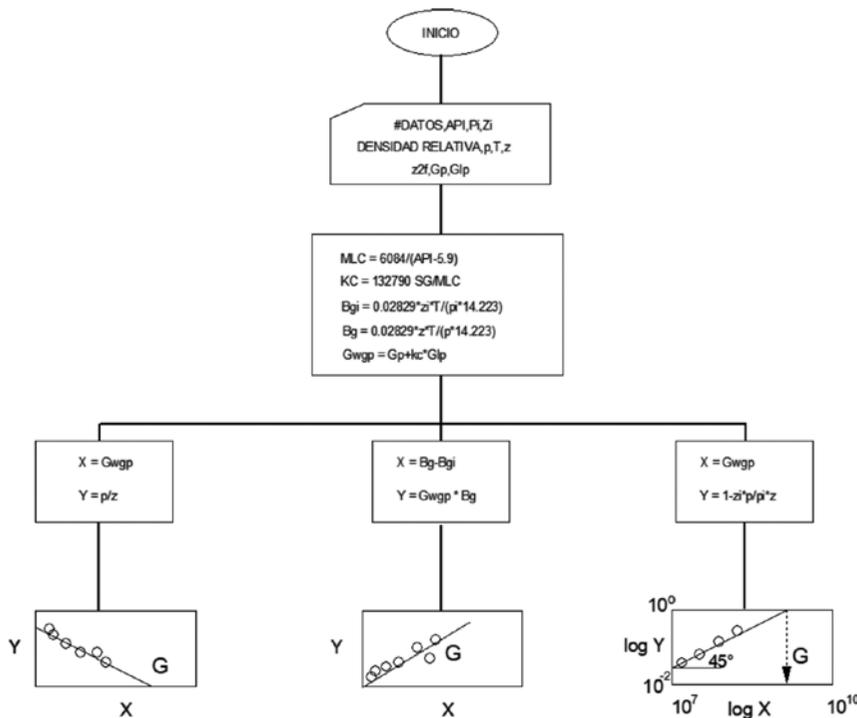


Figura 9. Diagrama de flujo para evaluación de la EBM en yacimientos de *ga* y condensado sin entrada de agua.

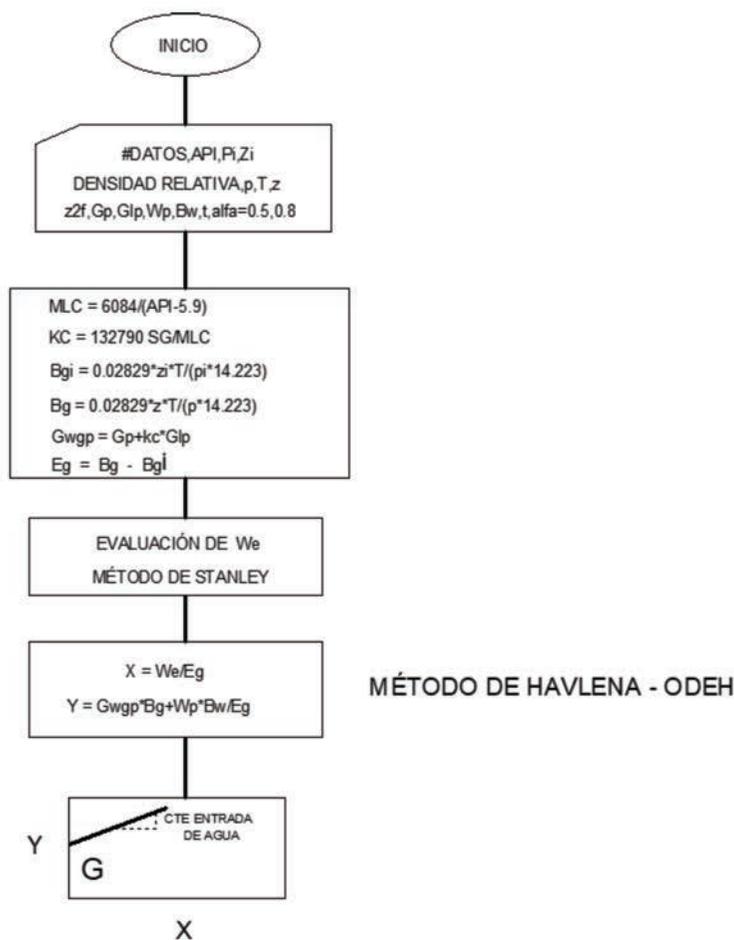


Figura 10. Diagrama de flujo para la evaluación de la EBM en yacimientos de gas y condensado con entrada de agua.

Ejemplo de aplicación

Con la finalidad de demostrar la aplicación de las ecuaciones presentadas en este trabajo, así como la importancia de contar con información apropiada de los parámetros que intervienen en ellas, se presentan dos ejemplos, correspondientes al área Mesozoico Tabasco–Chiapas.

Campo Giraldas

Este yacimiento se localiza en la región Suroccidental del área de Huimanguillo, Tabasco, **Figura 11**; y pertenece a uno de los diez yacimientos de gas y condensado descubiertos en ella; de acuerdo a sus reservas ha sido uno de los más

importantes. Su producción proviene, (Méndez L., y Teyssier S., 1979), de rocas carbonatadas de Edad Mesozoica, las cuales presentan porosidad del orden de 3 - 7 % y una permeabilidad relacionada con un sistema de fracturas y cavernas por disolución.

Este yacimiento se descubrió en junio de 1978 con la perforación del pozo Giraldas 2, quedando productor en la formación Cretácico Medio. Con base en los resultados de los análisis, (Core Laboratories Inc., 1980), PVT composicionales de los pozos Giraldas 2 y 32, se clasificó como yacimiento de gas y condensado; de acuerdo a sus condiciones originales de presión y temperatura se encontraba en la etapa de bajo saturación.

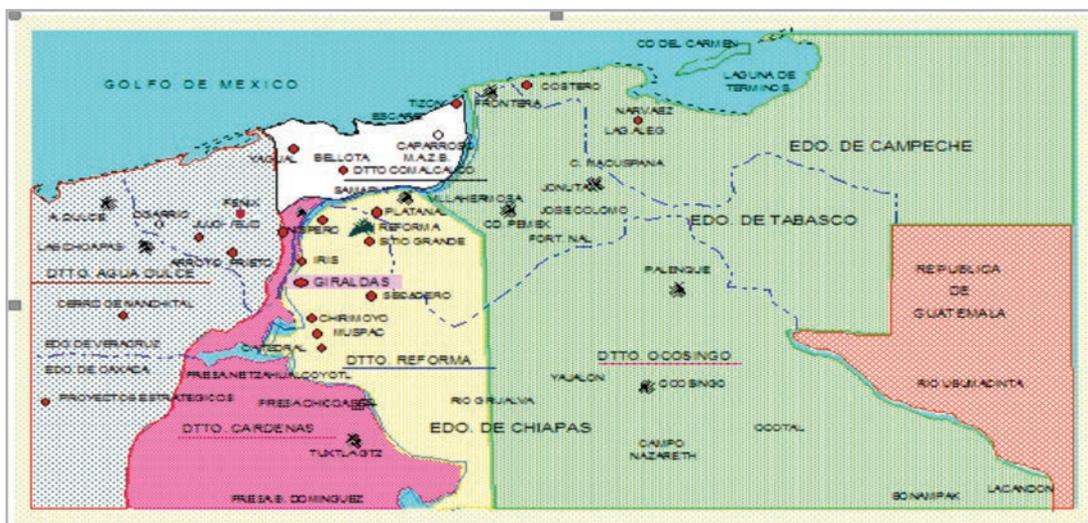


Figura 11. Plano de localización del campo Girdaldas.

Las presiones iniciales en ambos pozos fueron de 454.28 y 464.39 Kg/cm², respectivamente, lo que significa que ambos PVT son representativos de los fluidos del yacimiento. En la **Tabla 2** se presenta la composición original de los fluidos,

observándose una gran semejanza, además de otros parámetros característicos para este tipo de hidrocarburos. Datos generales del yacimiento y características principales del sistema roca - fluidos se presentan en la **Tabla 3**.

Tabla 2. Yacimientos de gas y condensado en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas.

COMPONENTE	COMPOSICION ORIGINAL (% MOL.)	
	GIRDALDAS 2	GIRDALDAS 32
H ₂ S	0.17	0.14
CO ₂	2.77	2.74
N ₂	1.66	1.64
C ₁	68.54	69.38
C ₂	7.55	7.52
C ₃	3.72	3.74
iC ₄	0.86	0.86
nC ₄	1.65	1.65
iC ₅	0.78	0.75
NC ₅	0.83	0.83
C ₆	1.41	1.00
C ₇₊	10.06	9.75
Presión de rocío (Kg/cm ²)	454.28	464.39
Temp. del yacimiento (°F)	134.40	136.10
Peso mol C ₇₊	184.00	190.00
Densidad relativa C ₇₊	0.824	0.830
Factor Z del gas	1.260	1.254
Con. de liq. Retro. máxima (% Vol. Poros)	30.00	28.60
Presión a la cual ocurre la cond. Retrograda máxima (Kg/cm ²)	232.06	210.90

Tabla 3. Datos generales y características de la roca del campo Girdaldas.

AREA PRODUCTORA	30.7 Km ²
PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA	4627 m.b.n.m.
ESPESOR NETO PROMEDIO	185.6 m
POROSIDAD PROMEDIO	7 %
SATURACION MEDIA DE AGUA	13 %
VOLUMEN POROSO	377.1 x 10 ⁶ m ³ md

Del análisis composicional de los fluidos recolectados de los pozos mencionados anteriormente, se observa que la depositación de líquidos retrógrados del gas original es del orden de 28-30 %, **Figura 12**, por lo que al alcanzarse la presión de rocío se inicia la condensación de líquidos

en los poros del yacimiento, los cuales permanecerán inmóviles, hasta posiblemente alcanzar la saturación crítica, cambiando la composición del gas producido en la superficie, aumentando consecuentemente la relación gas-aceite producido.

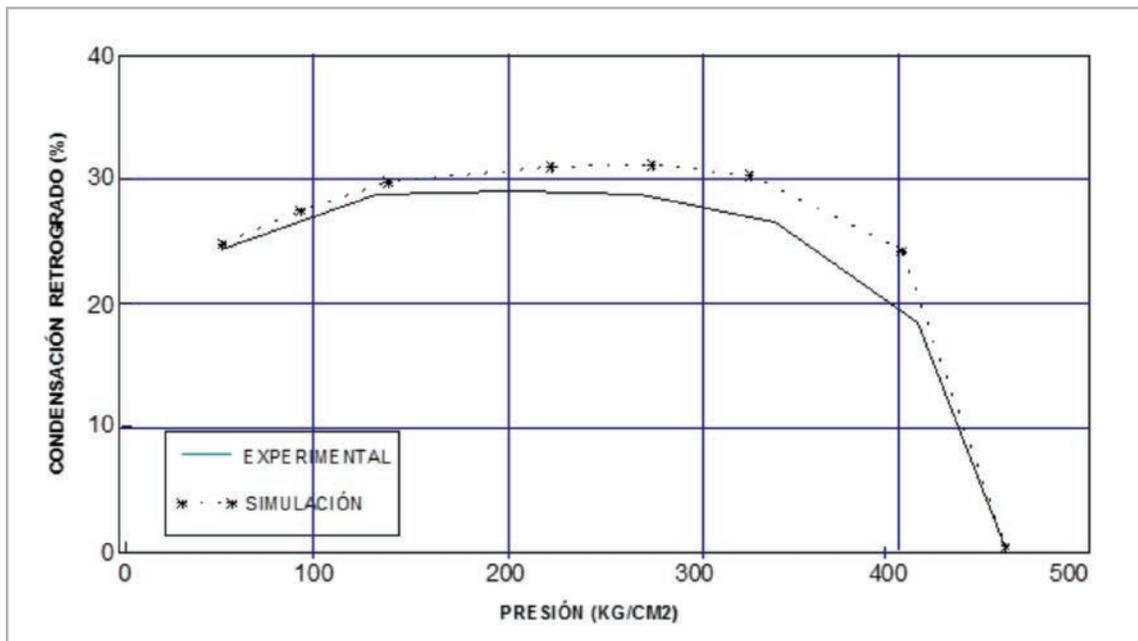


Figura 12. Caracterización del fluido en el campo Girdaldas, muestra tomada en el pozo Girdaldas 32.

Validación del análisis PVT

Para tener la seguridad de que el fluido que se está utilizando representa apropiadamente las características del yacimiento, es importante validarlo y caracterizarlo, para posteriormente usarlo con confiabilidad en los simuladores numéricos.

El método que permite encontrar variaciones en la composición de los yacimientos de gas y condensado, es el llamado agotamiento a volumen constante.

Bashbush, (1981), aplicó un balance composicional para determinar los errores posibles en el proceso de agotamiento a volumen constante efectuado en el laboratorio. Lo importante de este método es que calcula las fracciones de líquido por componente en cada etapa de agotamiento de presión, ya que el procedimiento convencional de laboratorio únicamente reporta este valor en la última etapa. Este procedimiento permite calcular directamente las constantes de equilibrio.

Una vez obtenidos los valores para las constantes de equilibrio K , se grafican en papel semilogarítmico contra los valores de presión de las etapas de separación, para observar cruces posibles de las curvas para los diferentes componentes de la mezcla de hidrocarburos, lo cual indicaría una medición errónea en la composición del gas.

Tomando como base lo propuesto por Bashbush, se desarrolló, (Mazariegos U., 1990), una metodología y programa de cómputo para corregir estas inconsistencias. Lo anteriormente expuesto, se aplicó para validar el análisis composicional del pozo Girdaldas 32, mostrándose en la **Figura 13 y Tabla 4**, los valores originales para las constantes K_i obtenidas y a partir del proceso de agotamiento a volumen constante. Puede observarse en esta figura, la inconsistencia que se presenta principalmente en los componentes H₂S y C₃ a través de las diferentes etapas de separación. Es importante resaltar que el nitrógeno presenta un valor negativo en la constante de equilibrio en la última etapa de separación. Asimismo, se observan ciertas anomalías en las tres primeras etapas de separación de los componentes iC₄, nC₄.

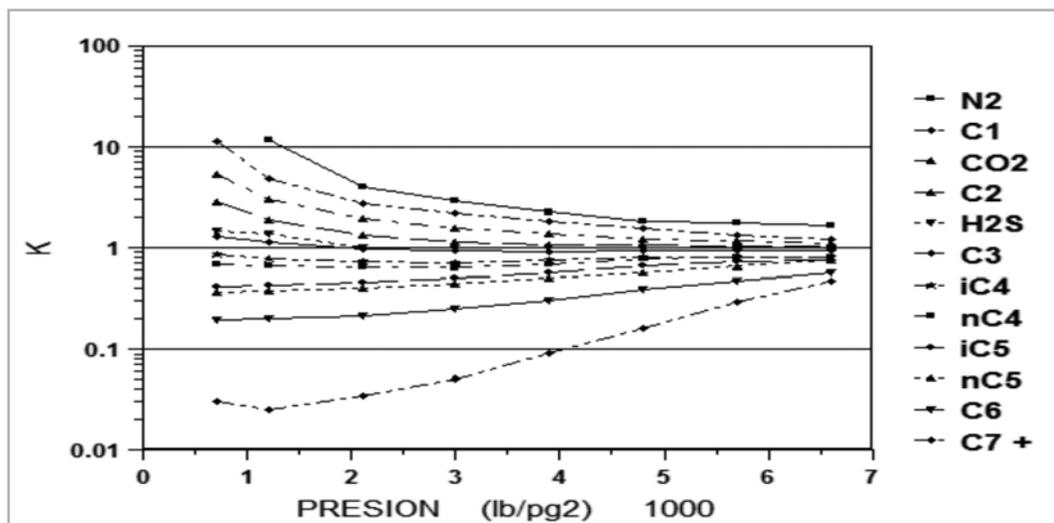


Figura 13. Valores K del análisis original del AVC del pozo Girdaldas 32.

Tabla 4. Constantes de equilibrio (a) originales y (b) corregidas para el pozo Girdaldas 32.

(a)									(b)								
PRESIONES (lb/pg ²)									PRESIONES (lb/pg ²)								
COMPONENTE	6603	5700	4800	3900	3000	2100	1200	700	COMPONENTE	6603	5700	4800	3900	3000	2100	1200	700
N2	1.644	1.745	1.829	2.232	2.886	4.000	11.345	-39.499	N2	1.598	1.790	2.167	2.745	3.510	4.639	24.028	51.768
C1	1.205	1.345	1.545	1.819	2.219	2.758	4.833	11.433	C1	1.242	1.353	1.538	1.808	2.206	2.752	4.801	11.297
CO2	1.112	1.170	1.217	1.376	1.561	1.906	3.008	5.377	CO2	1.087	1.177	1.279	1.406	1.592	1.936	3.031	5.626
C2	1.034	1.047	1.049	1.077	1.150	1.328	1.860	2.821	C2	1.028	1.054	1.069	1.111	1.185	1.343	1.946	2.979
H2S	0.990	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.370	1.477	H2S	1.024	1.051	1.038	1.075	1.121	1.261	1.783	1.445
C3	0.940	0.948	0.936	0.913	0.935	0.978	1.147	1.306	C3	0.881	0.909	0.941	0.916	0.941	0.989	1.162	1.404
iC4	0.797	0.803	0.800	0.761	0.710	0.738	0.771	0.859	iC4	0.771	0.804	0.795	0.756	0.705	0.735	0.764	0.846
nC4	0.811	0.796	0.773	0.684	0.634	0.651	0.662	0.687	nC4	0.744	0.790	0.767	0.678	0.628	0.647	0.655	0.710
iC5	0.756	0.723	0.657	0.566	0.495	0.461	0.429	0.419	iC5	0.700	0.681	0.651	0.561	0.491	0.458	0.425	0.445
nC5	0.757	0.654	0.564	0.495	0.435	0.401	0.376	0.368	nC5	0.670	0.636	0.561	0.492	0.432	0.400	0.372	0.383
C6	0.572	0.475	0.385	0.306	0.247	0.216	0.199	0.197	C6	0.584	0.477	0.382	0.304	0.245	0.216	0.198	0.195
C7-	0.473	0.290	0.162	0.091	0.051	0.034	0.025	0.030	C7-	0.480	0.283	0.160	0.090	0.051	0.034	0.025	0.029

Empleando el programa de cómputo VALCO25 se procedió a corregir estas inconsistencias, obteniéndose resultados satisfactorios, los cuales se presentan en la **Figura 14** y **Tabla 4**.

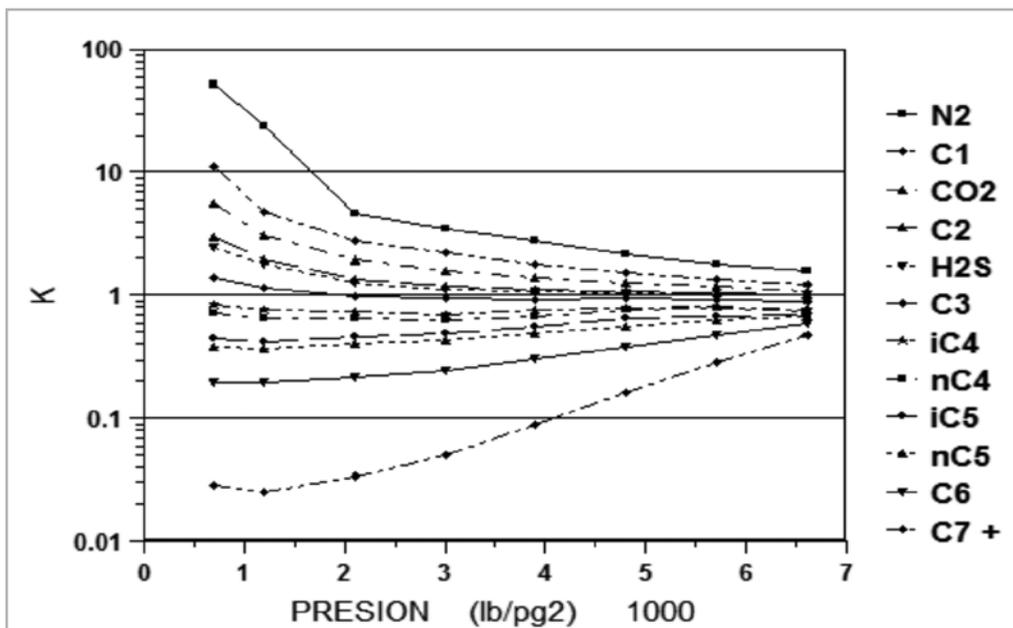


Figura 14. Valores K del análisis corregido del AVC del pozo Girdaldas 32.

Caracterización del fluido

Efectuada la validación del análisis PVT, se procede a caracterizar el fluido por medio de una ecuación de estado. Para emplear esta ecuación de estado es necesario caracterizar la fracción pesada C7+; si no se realizara la caracterización de esta fracción se podría incurrir en conclusiones erróneas, al emplearse como un componente puro en el cálculo del comportamiento de fases. El expandir y caracterizar esta fracción en nuevos componentes de número simple de carbonos, es importante en el cálculo del equilibrio vapor-líquido; sin embargo, esta expansión ocasiona el problema de trabajar con varios componentes en los simuladores numéricos composicionales. Debido al alto costo de tiempo originado en las unidades de cómputo, es importante, (Coats y Smart, 1986) realizar una pseudoización de componentes, empleando comúnmente entre 3 a 5.

La segunda pseudoización o agrupación final de componentes con la finalidad de ajustar la ecuación de estado, debe efectuarse con bastante precaución. Coats (1986), afirma que con tres pseudocomponentes es suficiente para realizar una simulación composicional. La

forma más antigua y común de efectuar la agrupación final de componentes se basa en las temperaturas de ebullición, agrupándose éstas por temperaturas de ebullición muy parecidas, (cercanas).

En la actualidad se cuenta con paquetes comerciales muy sofisticados, de bastante exactitud, para realizar la caracterización del fluido. Para los fines de este trabajo, un parámetro que siempre se evalúa, es el factor de desviación del gas z , el cual tiene un papel importante en la graficación de los datos presión–producción.

La caracterización del fluido se efectuó, (Intercomp, 1992), con el simulador “Intercomp PVT”, consiguiéndose reproducir la curva de condensación retrógrada y la presión de rocío con bastante exactitud. La presión de rocío calculada con el simulador fue de 6604.5 psi, la cual es muy cercana a la obtenida en el análisis PVT 6605 psi. En la **Figura 15** se presenta la comparación entre la curva de rocío retrógrada obtenida con el simulador PVT y los datos obtenidos del laboratorio. Cabe mencionar que el fluido se caracterizó por medio de tres pseudocomponentes. La **Figura 16** presenta una comparación de los resultados PVT experimentales y los obtenidos por medio de la EDE.

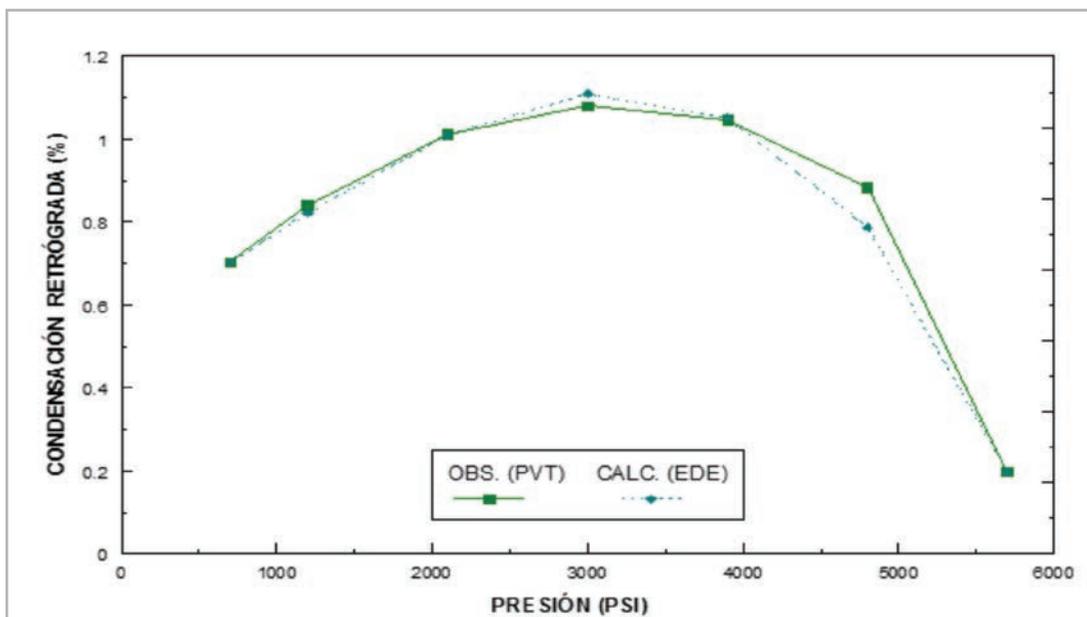


Figura 15. Caracterización del fluido, pozo Girdas 32.

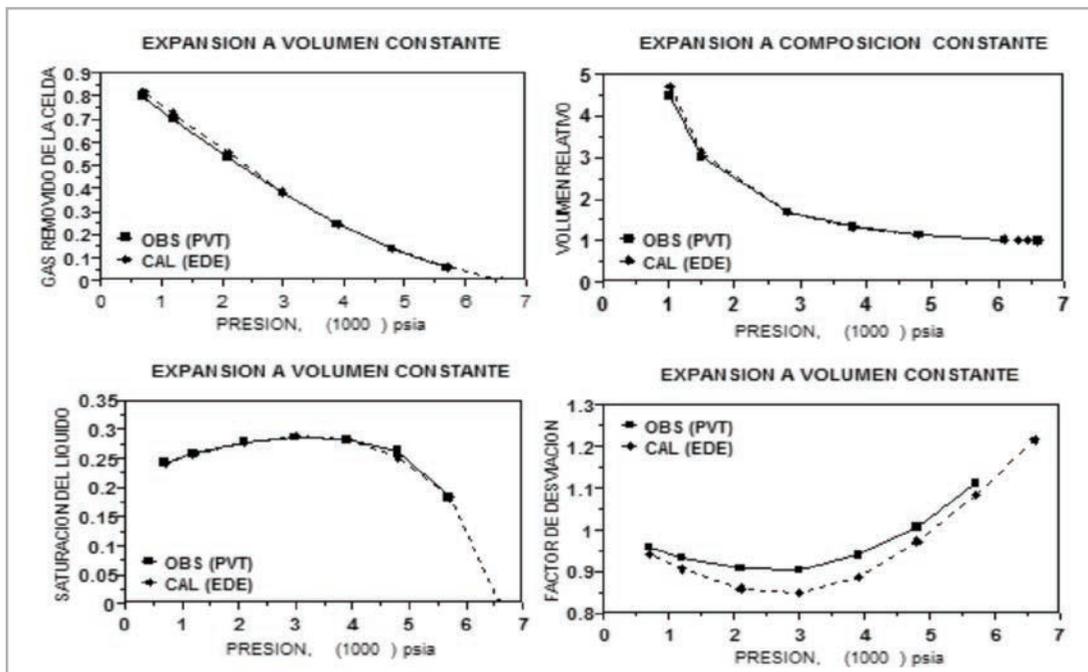


Figura 16. Comparación de los resultados PVT experimentales y los obtenidos por medio de la EDE, yacimiento Giraldas.

Cálculo del volumen original de hidrocarburos

La **Tabla 5** muestra las propiedades del fluido del pozo Giraldas 32 como función de la presión, obtenidas empleando la ecuación de estado (EDE) Redlich-Kwong.

La presión inicial es 565.38 kg/cm² y una temperatura de 277°F, densidad relativa de 0.7, 41 °API, una presión de rocío de 465.14 kg/cm²; como se comentó anteriormente, los hidrocarburos del campo Giraldas presentan una alta condensación retrógrada, de 29 %.

Tabla 5. Propiedades del fluido pozo Giraldas 32.

PRESION KG/CM ²	VOLUMEN LIQUIDO	Z	DENSIDAD		VISCOSIDAD	
			LIQUIDO	GAS	LIQUIDO	GAS
465.20	0.0000	1.2163	0.0000	1.2919	0.0000	0.0585
465.10	0.0007	1.2160	0.4517	1.2917	0.0692	0.0585
401.41	0.1830	1.0849	0.4569	1.2096	0.0698	0.0495
328.03	0.2519	0.9723	0.4665	1.1207	0.0719	0.0409
274.65	0.2826	0.8837	0.4810	1.0291	0.0758	0.0325
211.27	0.2895	0.8491	0.5002	0.9450	0.0818	0.0246
147.89	0.2779	0.8597	0.5233	0.8837	0.0897	0.0188
84.51	0.2560	0.9067	0.5481	0.8541	0.0983	0.0155
49.29	0.2420	0.9416	0.5620	0.8582	0.1023	0.0145

La **Tabla 6** presenta información del comportamiento de la presión y producción de líquido y gas desde el inicio de su vida productiva.

Tabla 6. Datos de presión-producción.

	PRESION (KG/CM²)	GLP (MMBLS)	GP (MMMP³)
1	555	0.0	
2	555	0.0	
3	548	0.798	3.8
4	532.5	5.200	22.991
5	504	13.835	63.925
6	465	33.016	150.328
7	418	59.922	272.842
8	372.5	80.973	421.027
9	333	97.136	548.696
10	300	111.519	677.336
11	267	121.879	784.952
12	240	131.609	905.678
13	222	137.983	1005.704
14	208	143.819	1094.525
15	199	149.252	1174.10
16	194	152.699	1236.262
17	189	155.247	1284.480
18	185	159.235	1368.731

En la **Figura 17** puede observarse el empleo de los métodos de Dake, Craft y Hawkins para evaluar el volumen original de hidrocarburos, en un yacimiento de gas y condensado, con alto contenido de condensado,

asimismo en la **Tabla 7**, se muestra una comparación de estos valores con los obtenidos, (Región Sur, Informe anual, 1996), por medio de un simulador numérico composicional y por Pemex, (Martínez M, et. al., 1990).

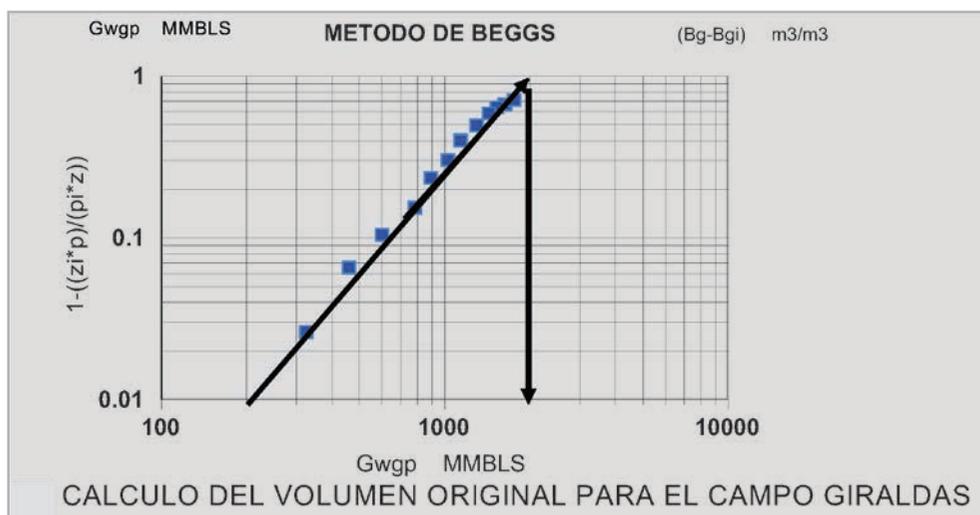


Figura 17. Cálculo del volumen original para el campo Giraldas.

Tabla 7. Comparación de los valores obtenidos del volumen original para el yacimiento Girdaldas.

<i>Método</i>	<i>Volumen original (MMMP³)</i>
<i>DAKE</i>	2500
<i>BEGGS</i>	2300
<i>CRAFT y HAWKINS</i>	2400
<i>PEMEX</i>	2220

La diferencia entre los valores obtenidos en este trabajo respecto al de Pemex, (Gráfica 3, Martínez M., et. al., 1990), se debe a que en este estudio previo no se llevó a cabo una validación y caracterización del fluido, para tener la certeza que el valor *Z* en dos fases sea representativo del fluido analizado.

Conclusiones y recomendaciones

El objetivo principal de este trabajo ha sido presentar la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia (EBM), a los yacimientos de gas y condensado que se explotan actualmente en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas.

Con base en los resultados de este trabajo, se pueden presentar las conclusiones siguientes:

1. El balance de materia constituye una herramienta sencilla y práctica para evaluar el volumen de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado.
2. La condensación de líquidos obtenida para los yacimientos encontrados en México, difiere de la mayoría de los casos presentados en la literatura técnica, debido a que es en general bastante más elevada.
3. Se incluye una descripción de los métodos utilizados en el análisis de este tipo de yacimientos.
4. Algunos yacimientos de gas y condensados descubiertos, se encuentran frecuentemente cerca o inicialmente a sus presiones de punto de rocío, como es el caso del campo Girdaldas presentado en este trabajo.

5. Los métodos de Havlena–Odeh y de Cole, son los más útiles para evaluar el volumen original de hidrocarburos considerando el empuje de agua.
6. Con la finalidad de evaluar de manera más rápida y precisa el volumen original de hidrocarburos, las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas y condensado se expresan frecuentemente en la forma de una ecuación de línea recta.
7. La identificación de los mecanismos de explotación que actúan en este tipo de yacimientos, como la expansión del gas
8. El campo Girdaldas es un yacimiento naturalmente fracturado, se cuenta con simuladores numéricos para predecir su comportamiento-, sin embargo, el escalamiento del sistema matriz-fracturas-vúgulos, en ocasiones no es factible de realizarse en la mayoría de este tipo de yacimientos, dado que no se cuenta con estudio de caracterización debido principalmente a la escasez de núcleos, registros de imágenes, pruebas de presión; este campo inició su explotación en el año 1978; actualmente sus condiciones de explotación no han permitido toma de información para caracterizar el sistema fracturado, por tanto, el método de balance de materia constituye una herramienta sencilla y práctica para realizar estudios de ajuste tipo global del comportamiento del yacimiento.

Referencias

Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R. y Ramey, H. J., Jr. 1965. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *J Pet Tech* **17** (11): 1336-1342. SPE-1244-PA. <https://doi.org/10.2118/1244-PA>.

- Bashbush, J. L. 1981. A Method to Determine K Values from Laboratory Data and its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 5-7. SPE-10127-MS. <https://doi.org/10.2118/10127-MS>.
- Bruns, J. R., Fetkovich, M. J. y Meitzen, V. C. 1965. The Effect of Water on p/z Cumulative Gas Production Curves. *J Pet Tech* **17** (3): 287-291. SPE-898-PA. <https://doi.org/10.2118/898-PA>.
- Coats, K. H. 1986. Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance. *J Pet Tech* **37** (10): 1870-1886. SPE-10512-PA. <https://doi.org/10.2118/10512-PA>.
- Coats, K. H. y Smart, G. T. 1986. Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. *SPE Res Eng* **1** (3): 277-299. SPE-11197-PA. <https://doi.org/10.2118/11197-PA>.
- Cole, F. W. 1969. *Reservoir Engineering Manual*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Computer Modeling Group LTD. Equation of State Compositional Model, GEM. Calgary, Canadá.
- Core Laboratories Inc. 1977. Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos, Girdaldas 2, Well México. RFL 77531 (December 16).
- Core Laboratories Inc. 1980. Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos, Girdaldas 32, Well México. RFL 80341 (November 4).
- Core Laboratories Inc. 1981. Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos, Fénix No 2 Well. RFL 81 140 (Agust 4).
- Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 1959. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall Inc.
- Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of Gas Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Fong Aguilar, J. L. 1990. *Caracterización Composicional, la Importancia de la Discretización de la Información y Estudios PVT para la Simulación Matemática del Campo Jujo-Tecominoacán*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, México, D.F.
- Fong Aguilar, J. L. y Samaniego Verduzco, F. 1992. Método para Caracterizar los Fluidos de Yacimientos que Presentan Composición Variable. *Ingeniería Petrolera* **32** (2): 5-20.
- Garaicochea P., F. 1969. *Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos*, México, D.F.: UNAM, Facultad de Ingeniería.
- García Hernández, H. 1995. *Desarrollo de un Simulador Numérico Radial para Yacimientos de Gas y Condensado, Considerando el Efecto de Alta Velocidad*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado.
- Hagoort, J. 1988. *Fundamentals of Gas Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Havlena, D. y Odeh, A. S. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *J Pet Technol* **15** (8): 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** (8): 815-822. SPE-869-PA. <https://doi.org/10.2118/869-PA>.
- Humes, R. 1971. Computer Analysis Performance Curves. *Oil and Gas Journal* **69** (5): 76-78.
- Intercomp PVT Program, Versión 4.0.2. Denver, Colorado: Scientific Software Co.
- Jones, J. R. 1985. *Computation and Analysis of Simple Well Responses for Gas Condensate Systems*. PhD dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma.
- Klins, M. A., Bouchard, A. J. y Cable, C. L. 1988. A Polynomial Approach to the van Everdingen-Hurst Dimensionless Variables for Water Encroachment. *SPE Res Eng* **3** (1): 320-326. SPE-15433-PA. <https://doi.org/10.2118/15433-PA>.
- León García, A., Samaniego V., F., Pérez H., J. L. et al. 1998. A Study of Water Injection in Structural Relief Gas and Condensate Reservoirs. presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition of México, Villahermosa, Tabasco, México, marzo 3-5. SPE-39887-MS.
- Martínez M., V. H., Camas J., I. y Ortega G., H. G. 1990. Campo Girdaldas: Análisis de las Condiciones Actuales de Explotación. Petróleos Mexicanos, Suptcia. Ingeniería de Yacimientos, Z.S. (marzo).

Mazariegos Uligh, C. E. 1990. *Desarrollo de un Paquete de Cómputo para Determinar la Consistencia de un Análisis Composicional de Fluidos*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado.

Méndez L., T. y Teyssier S., J. 1979. Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **11** (4): 21- 23.

Pemex, Región Sur, Distrito Cárdenas, Superintendencia de Producción. 1996. Informe Anual y Memoria Descriptiva de las Instalaciones del Distrito. Pemex, México.

Samaniego Verduzco, F. 2017. *Apuntes de Clase: Ingeniería de Yacimientos de Gas*. México, D.F.: UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, EERN.

Santos, R. y Whittaker, R. 1989. PC Program Corrects Dry-Gas Data to Get Wet-Gas Production. *Oil and Gas Journal* **87** (4): 61-64.

Sinha, M. K. Estimación of Gas in Place Using Optimal Control Theory. Artículo presentado en SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, EUA, mayo 11-12. SPE-5894-MS. <https://doi.org/10.2118/5894-MS>.

Vo, D. T., Jones, J. R. y Raghavan, R. 1989. Performance Predictions for Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Form Eval* **4** (4): 576-584. SPE-16984-PA. <https://doi.org/10.2118/16984-PA>.

Vo., D. T., Jones, J. R., Camacho-V., R. et al. 1990. A Unified Treatment of Materials Balance Computations. Artículo presentado en The International Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canadá, junio 10-13. PETSOC-90-37. <https://doi.org/10.2118/90-37>.

Walsh, M. P., Ansah, J., y Raghavan R. 1994a. The New Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line. Part I: Applications to Undersaturated and Volumetric Reservoirs. Artículo presentado en Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, EUA, marzo 16-18. SPE-27684-MS. <https://doi.org/10.2118/27684-MS>.

Walsh, M. P., Ansah, J. y Raghavan R. 1994b. The New Generalized Material Balance as an Equation of a Straight-Line. Part II: Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoirs. Artículo presentado en Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, EUA, marzo 16-18. SPE-27728-MS. <https://doi.org/10.2118/27728-MS>.

Walsh, M. P. 1995. A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations. *J Can Pet Technol* **34** (1): 55-63. PETSOC-95-01-07. <https://doi.org/10.2118/95-01-07>.

Wang, B. y Teasdale, T.S. 1987. GASWAT-PC: A Microcomputer Program for Gas Material Balance with Water Influx. Artículo presentado en Petroleum Industry Application of Microcomputers, Lake Conroe, Texas, EUA, junio 23-26. SPE-16484-MS. <https://doi.org/10.2118/16484-MS>.

Nomenclatura

B_g	=	Factor de volumen del gas m^3_{ce} / m^3_{cy}
B_{gi}	=	Factor de volumen del gas a la presión inicial m^3_{cy} / m^3_{ce}
B_w	=	Factor de volumen del agua m^3_{cy} / m^3_{ce}
c_e	=	Compresibilidad efectiva, $(lb/pg^2)^{-1}$
c	=	Compresibilidad de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$
c_w	=	Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$
E_g	=	Expansión del gas
E_R	=	Eficiencia de Recuperación, %
G	=	Volumen Original de Gas MMP^3_{ce}
G_{LP}	=	Producción Acumulativa de Condensado MMP^3_{ce}
G_p	=	Producción Acumulativa de Gas Seco MMP^3_{ce}
G_{WGP}	=	Producción Acumulativa de Gas Húmedo MMP^3_{ce}
h	=	Espesor neto
K_c	=	Factor de Conversión del Condensado
K_i	=	Constante de Equilibrio del Componente, i
L	=	Fracción mol líquido
M_{COND}	=	Peso molecular del condensado
n	=	1 mole de fluido
n_h	=	Número de moles de hidrocarburos
n_{hi}	=	Número original de moles
n_{hp}	=	Número original de moles acumulativos
p	=	Presión, lb/pg^2
p_a	=	Presión de abandono, lb/pg^2
p	=	Presión inicial, lb/pg^2
p_{ce}	=	Presión a condiciones standard, lb/pg^2
R_{MLGp}	=	Relación molar acumulativa condensado/gas
$R_{MLG} i$	=	Relación molar inicial condensado/gas

S_w	=	Saturación promedio de agua, %	X_i	=	Fracción mol del componente i , fase vapor
S_{wi}	=	Saturación promedio de agua inicial, %	Y_i	=	Fracción mol del componente i , fase líquida
t	=	Tiempo, días	z	=	Factor de desviación del gas
T	=	Temperatura del yacimiento, °F	z_i	=	Factor de desviación del gas a la presión inicial
T_{ce}	=	Temperatura a condiciones standard, °F	z_{zf}	=	Factor de desviación del gas en dos fases
V	=	Fracción mol de vapor	r	=	Densidad molar
V_b	=	Volumen poroso de la formación productora, p^3	F	=	Porosidad, %
W_e	=	Entrada de agua al yacimiento			
W_p	=	Producción acumulativa de agua, m^3			

Semblanza de los autores

Bernardo Martínez García

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPTI de la Universidad Nacional Autónoma de México en agosto del 2001.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1986, donde laboró durante 30 años en los estudios de comportamiento primario y secundario de los yacimientos; documentación e implantación de procesos de recuperación secundaria y mejorada (inyección de aire, nitrógeno y gas) así como la documentación de las carteras de proyectos de inversión. Participó como integrante de la red de productividad de pozos y recuperación secundaria. Jubilado en marzo del año 2016.

Ha colaborado en diversos trabajos inherentes a la administración de yacimientos como co-autor en congresos nacionales e internacionales.

Es socio de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Colegio de Ingenieros Petroleros de México Delegación Villahermosa.

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, Nuevo León.

Fernando Samaniego Verduzco

Cursó la Licenciatura y una Maestría en ingeniería petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Posteriormente ingresó a la Universidad Stanford para obtener un doctorado en la misma especialidad.

Desde 1971 ha impartido cátedra en la Facultad de Ingeniería de su alma máter.

Ha recibido diferentes reconocimientos a lo largo de su trayectoria profesional entre las que destacan los siguientes: Premio “Juan Hefferan” otorgado por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C., en 1984 y 1996; Premio Universidad Nacional en el área de Investigación en Ciencias Exactas por la Universidad Nacional Autónoma de México en 1999. Honorary Membership por la Society of Petroleum Engineers. Medalla de oro “Kapitsa” otorgada por la Academia Rusa de Ciencias. Premio Nacional de Ciencias y Artes en el área de Tecnología y Diseño otorgado por la Secretaría de Educación Pública en 2006.

Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del Instituto Politécnico Nacional en 1978, recibió diploma de distinción como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera del IPN. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPMI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inicio en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. Hasta su jubilación de PEP en septiembre de 2011, se desempeñaba como Subgerente de Recuperación Mejorada de la Gerencia de Explotación de Yacimientos.

Actualmente colabora en el área de Ingeniería de Yacimientos en la compañía Grupo R Petróleo y Gas.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla “Juan Hefferan”, y en el año de 2002 con la medalla “Lázaro Cárdenas”, otorgadas ambas por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C.