

Determinación del gradiente composicional en yacimientos de gas y condensado mediante una ecuación de estado

Rogelio Maldonado Alonso

rogelio.maldonadoa@pemex.com

*Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Aguas Someras,
Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsimin Xux*

Alfredo León García

aleon@grupor.com.mx

Equipo de Yacimientos, Grupo R Petróleo y Gas

Héctor Erick Gallardo Ferrera

gallardo.ferrera@gmail.com

División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM

Información del artículo: recibido: julio de 2016-aceptado: agosto de 2016

Resumen

La variación vertical de la composición del fluido con la profundidad se refiere como “gradiente composicional”. Si bien todos los yacimientos petroleros exhiben cierto grado de variación composicional, los yacimientos cercanos a sus condiciones críticas pueden presentar los gradientes composicionales mayores, especialmente si el espesor del yacimiento es grande.

La mayoría de estos yacimientos reportan que el gradiente composicional puede describirse por los cambios siguientes en la composición y propiedades del fluido al incrementar la profundidad: 1).- aumento de la fracción mol de los componentes más pesados (C7+), 2).- decremento de la fracción molar del metano, 3).- decremento de la RGA del fluido producido, 4).- aumento de la densidad y viscosidad del fluido; 5).- en la zona de gas, incremento de la presión de rocío, mientras que en la zona de líquido, disminución de la presión de burbuja.

Con la finalidad de determinar la profundidad del contacto gas aceite en un yacimiento del sur de México, se estableció un flujo de trabajo para la determinación de la variación composicional mediante una ecuación de estado (EDE). El flujo de trabajo inicia con la validación, en representatividad y consistencia, de los datos PVT utilizados en la EDE; posteriormente continúa con la caracterización y ajuste de la EDE a datos reportados de laboratorio y de campo; para finalizar con la determinación de la distribución espacial de la composición y propiedades del fluido dentro del yacimiento.

Palabras clave: Ecuación de estado, gradiente composicional, gas y condensado.

Determination of compositional gradient in gas condensate reservoirs with an equation of state

Abstract

Vertical composition variation in the fluid mixture with depth is usually known as “Compositional Gradient”. Even though all hydrocarbon reservoirs exhibit some degree of compositional variation, near critical reservoirs may reach the most significant compositional gradients, especially if the reservoir thickness is big enough.

Most of these reservoirs report that the compositional gradient could be described by the following changes in the composition and properties of the fluid to increase the depth: 1).- Increase in the mole fraction of the heavier components (C_{7+}), 2). - Decrease of the mole fraction of methane, 3).- Decrease in the produced fluid RGA, 4) .- Increase in density and viscosity of the fluid; 5).- In the gas cap, increased saturation pressure while in the liquid, saturation pressure reduction.

A workflow is propose aiming to establish the gas – oil contact within a reservoir of southern Mexico, by calculating the compositional variation with an equation of state (EOS). The workflow initiates with the validation of the PVT data use in the characterization of the EOS; followed by the characterization and matching of the EOS to laboratory and field data; thus allowing the determination of the spatial distribution of the composition and fluid properties in the reservoir.

Keywords: Equation of state, compositional gradient, gas condensate reservoir.

Introducción

Un modelo de yacimiento confiable debe definir de manera precisa la distribución espacial de los componentes y las propiedades del fluido con la profundidad. Establecer el gradiente composicional (GC) y sus efectos, pueden afectar los aspectos técnicos y económicos que definen las estrategias de desarrollo. Considerar el gradiente composicional en los estudios del yacimiento lleva a un modelo de yacimiento más realista, que permite definir el escenario de explotación que genere las ganancias máximas

con el mínimo riesgo. Establecer el gradiente composicional en yacimientos de gas y condensado es importante en el cálculo de los volúmenes originales totales, reservas, predicción del contacto gas – aceite, diseño de las instalaciones superficiales de producción, estimación de la comunicación vertical y areal de fluidos, diseño de los procesos de inyección de gas miscible, (variación de las condiciones de miscibilidad con la profundidad), diseño de procesos de inyección de gas y agua (variación de la relación de movilidad con la profundidad), ubicación de pozos y definición de alternativas de producción.

Gradiente composicional

El modelo más simple para determinar el GC supone condiciones isotérmicas en el yacimiento; la variación composicional resultante se describe por los cambios en las propiedades del fluido siguientes con el aumento de la profundidad: a).- Incremento de la fracción mol del C_{7+} , **Figura 1**, b).- Decremento de la fracción mol de C_1 (Figura 1), c).- En la zona de gas, incremento de la presión de rocío; en la zona de aceite, decremento de la presión de burbuja de la mezcla, d).- Aumento de la densidad y viscosidad de la mezcla, **Figura 2**, y e).- Disminución de la RGA de la mezcla. La ecuación general que describe

el gradiente composicional vertical en condiciones de equilibrio químico/gravitacional isotérmico, (Whitson *et al.*, 1994), se puede expresar como:

$$\sum_{i=1}^{n-1} \left(\frac{\partial \mu_k}{\partial x_i} \right)_{p,T,x_{i \neq j}} \nabla x_i = (M_k - V_k \rho) g \quad (1)$$

El efecto neto de la fuerza gravitacional es que los componentes ligeros se mueven hacia arriba, mientras que los componentes pesados se moverán hacia abajo. Del análisis de la ecuación (1) se observa que los GC tienden a ser grandes si es pequeño (fluidos cercanos a sus condiciones críticas), o si es grande (fluido con alto contenido aromático). La ecuación (1) se puede expresar en términos de la fugacidad; considerando el gradiente como el cambio de la fracción de cada componente con la profundidad, se llega a la expresión siguiente:

$$f_k(h) = f_k(h^0) \exp\left(\frac{-M_k g (h - h^0)}{RT}\right) \quad (2)$$

La ecuación 2 más la condición de que la suma de las fracciones molares a cada profundidad debe ser igual a 1, forman el conjunto de ecuaciones para obtener la composición y la presión del yacimiento a una profundidad específica, mediante una ecuación de estado (EDE), y por lo tanto, definir los gradientes de presión y composición en el yacimiento. Es importante recordar que la fugacidad de cada componente debe ser igual en todas las fases

en un sistema heterogéneo en el equilibrio. La fugacidad puede entenderse como una medida de la tendencia de escape de las moléculas de una fase a una fase adyacente. En un sistema multicomponente, si la fugacidad de un componente en las fases adyacentes es la misma, las fases estarán en equilibrio sin ninguna transferencia neta de moléculas de una fase a otra.

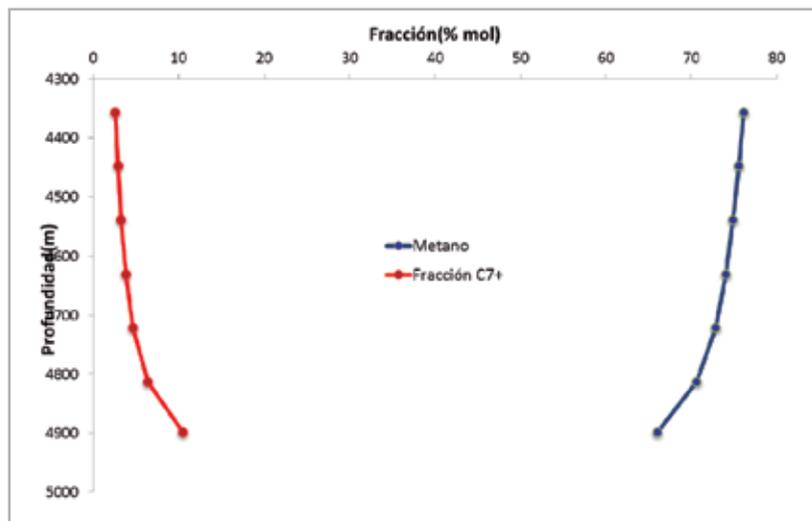


Figura 1. Variación del metano y de la fracción C₇₊ en la composición de la mezcla con la profundidad.

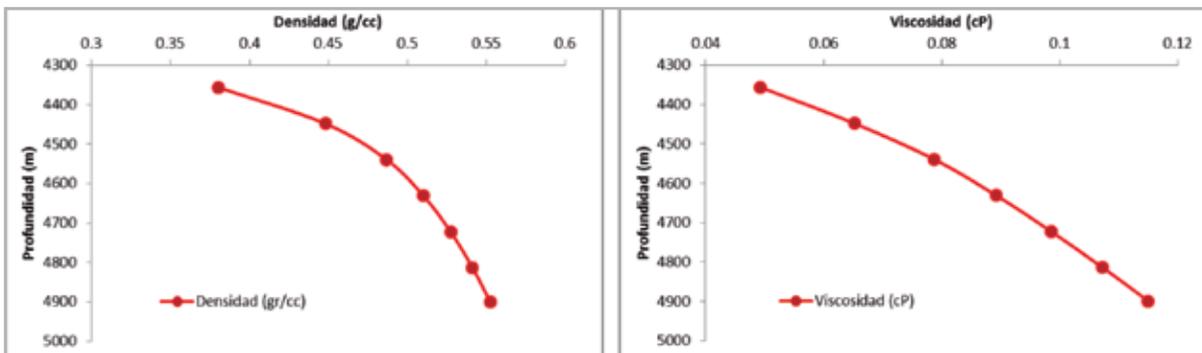


Figura 2. Variación de la densidad y viscosidad de la mezcla contra la profundidad.

Generalmente se tiene la concepción de que los fluidos del yacimiento han alcanzado el equilibrio, debido a la difusión molecular mediante el mezclado durante el tiempo geológico. Sin embargo, el mezclado puede requerir de decenas de millones de años para eliminar las heterogeneidades composicionales. Cuando un yacimiento se considera maduro, se supone que los fluidos están en equilibrio a una temperatura y a una presión uniformes, y que se han establecido equilibrio térmico y gravitacional, lo que lleva a la uniformidad de la fugacidad de cada componente a través de todas las fases coexistentes en el yacimiento.

La presión y temperatura, sin embargo, no son uniformes a lo largo del yacimiento. La temperatura incrementa con la profundidad con un gradiente de alrededor de 1.8 °C/100 metros para algunos campos; el gradiente de temperatura varía de acuerdo a la zona y al tipo de roca del yacimiento y si se presentan o no efectos de convección; por ejemplo,

en yacimientos naturalmente fracturados del sur del país el gradiente de temperatura varía entre 1 a 1.3 °C/100 metros. La presión también cambia de acuerdo a la columna hidrostática del fluido en la formación. En consecuencia, las variaciones composicionales dentro de un yacimiento, particularmente en aquellos donde existe una columna de fluido considerable.

La magnitud de los gradientes verticales iniciales, están directamente relacionados con qué tanto las condiciones iniciales del yacimiento están cercanas a las condiciones críticas (presión y temperatura) del fluido que contienen. La Figura 3 ilustra esquemáticamente como la proximidad a la condición crítica puede dividirse en dos partes: (a) la distancia entre la presión del yacimiento con la presión de saturación a la temperatura de yacimiento y (b) la distancia entre el punto crítico y la presión de saturación a temperatura de yacimiento.



Figura 3. Ilustración esquemática de diferentes tipos de yacimientos y el grado de GC.

De la revisión de la literatura especializada se ha encontrado que los yacimientos que presentan cambios importantes composicionales con respecto a la profundidad poseen ciertas características especiales que a continuación se resumen:

- a) Yacimientos de gran espesor y/o cambios importantes de profundidad
- b) Yacimientos cercanos a las condiciones críticas de los fluidos que contienen, (aceite volátil y gas y condensado)
- c) Presencia de cantidades pequeñas de hidrocarburos muy pesados, particularmente de componentes aromáticos
- d) Presencia de gran cantidad de fracciones intermedias

Caracterización del fluido de yacimiento mediante una EDE

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona la presión respecto a la temperatura y al volumen. Una descripción adecuada de esta relación PVT es esencial para determinar el comportamiento volumétrico y de fase de los fluidos del yacimiento. La ecuación 2 requiere del cálculo de la fugacidad a diferentes condiciones de profundidad; la fugacidad es una función de propiedades medibles (presión, temperatura y volumen), utilizando relaciones termodinámicas; en consecuencia, una ecuación de estado permite determinar el valor de la fugacidad en función de relaciones PVT.

Al aplicar una EDE a los cálculos del gradiente composicional, es importante tener una caracterización válida del comportamiento de fase y del comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento (dado por las fugacidades de los

componentes en equilibrio). Una caracterización consistente mediante una EDE debe estar basada y ajustada a los datos PVT medidos en laboratorio al fluido de yacimiento. Además, se requiere de un procedimiento que asegure que la caracterización del fluido permita reproducir tanto el gradiente composicional, como las propiedades del fluido en todo el espesor del yacimiento. Si los resultados predichos por la EDE se ajustan a los datos PVT de laboratorio y a los medidos en campo, el cálculo de los gradientes de presión y de la composición en función de la profundidad, permitirán mejorar las predicciones de las propiedades volumétricas y de fase en todo el espesor del yacimiento.

Flujo de trabajo para la determinación del gradiente composicional

El flujo de trabajo propuesto para la determinación del gradiente composicional en un yacimiento considerando al yacimiento como una estructura isotérmica consiste en:

1. Validación de la composición de referencia utilizada en la EDE
2. Caracterización y ajuste de la EDE a los datos PVT medidos en laboratorio
3. Cálculo del gradiente composicional en el yacimiento
4. Cálculo de las propiedades físicas de la mezcla a distintas profundidades

Caso de estudio campo Alpha

La estructura del campo Alpha está dividida en dos bloques, denominados A y B, los cuales constituyen dos yacimientos independientes al estar separado por una falla sello, **Figura 4**.

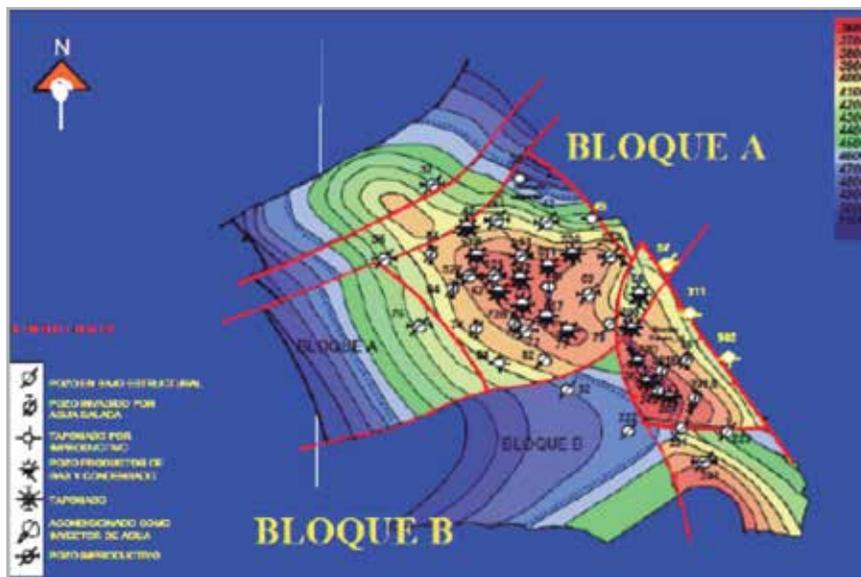


Figura 4. Configuración estructural del campo Alpha.

En el bloque A se tienen cinco análisis PVT: el pozo Alpha 1 resultó con presión de burbuja en un rango de 408.4 a 411 kg/cm², mientras que los pozos Alpha 2 y Alpha 3 presentaron presión de rocío, de 450 a 454 kg/cm² y 409 kg/cm² respectivamente. Al tener una muestra que presenta presión de burbuja y dos muestras con presión de rocío, fue posible establecer que el bloque A es un yacimiento de gas y condensado por debajo del punto de rocío, y que

a las condiciones originales se tenía una zona de gas y una zona de aceite. Además, el análisis de las composiciones y de las propiedades reportadas en los análisis PVT permitió definir un gradiente composicional de magnitud considerable, **Tabla 1**. En la **Figura 5** se observa la variación de la presión de saturación con la profundidad indicando la tendencia de la presión de rocío entre los pozos 2 y 3.

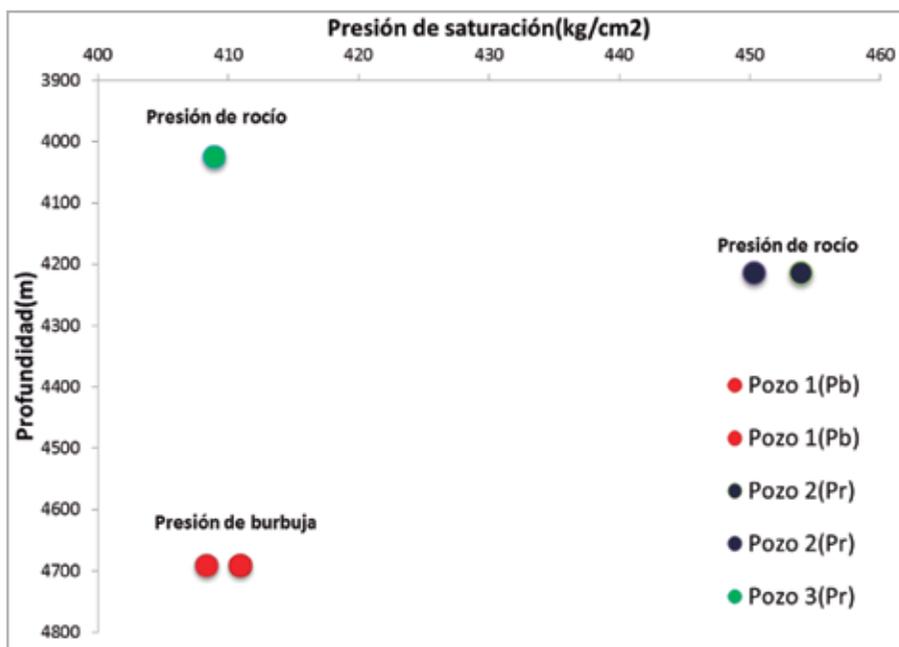


Figura 5. Variación de la presión de saturación con la profundidad, bloque A campo Alpha.

Tabla 1. Comparación de la presión de saturación y composición, pozos Alpha 1 y Alpha 2.

Pozo	1	2
Bloque	A	A
Tipo de fluido	Aceite	Gas y Condensado
Composición	(% mol)	(% mol)
H ₂ S	0.53	1.79
CO ₂	2.26	6.37
N ₂	0.32	0.35
C ₁	59.49	69.5
C ₂	9.94	7.36
C ₃	4.83	3.11
IC ₄	0.87	0.68
NC ₄	2.05	1.27
IC ₅	0.7	0.54
NC ₅	1.15	0.71
C ₆	1.39	1
C ₇₊	16.47	7.32
Total	100	100
P. Saturación	408.4	450.4

Debido a la cercanía entre la presión de rocío de 454 kg/cm² del pozo Alpha 2, con la presión al nivel medio de los disparos 451.9 kg/cm², se pudo inferir que existía una fase líquida en el yacimiento. El flujo de trabajo, anteriormente presentado, se utilizó con la finalidad de determinar el contacto gas – aceite en el yacimiento.

Validación de la composición de referencia

El pozo Alpha 2 es el único que cuenta con un análisis PVT composicional en la zona de gas. El fluido de yacimiento presentó presión de rocío de 450.4 kg/cm² y una composición correspondiente a un fluido tipo gas y condensado; el porcentaje mol de C₁ en la composición de la mezcla es de 69.5 % mol y de la fracción C₇₊ de 7.32 % mol.

Los resultados del experimento de Agotamiento a Volumen Constante (AVC) se utilizaron para realizar la validación de la composición que se utilizará como referencia tanto para el ajuste de las propiedades volumétricas y de fase de los fluidos, como para el cálculo del gradiente composicional. El método de validación de la composición de referencia se realizó utilizando el procedimiento de Bashbush (1981), siguiendo las recomendaciones y puntos a evaluar (Bashbush *et al.*, 2004), para definir la consistencia de los datos reportados en el análisis PVT, **Figura 6**. Del comportamiento de las constantes de equilibrio obtenidas a través del balance molar de la prueba de agotamiento a volumen constante del pozo Alpha 2, se concluye que el análisis PVT es representativo y consistente, por lo que puede utilizarse para el cálculo de la posición GC.

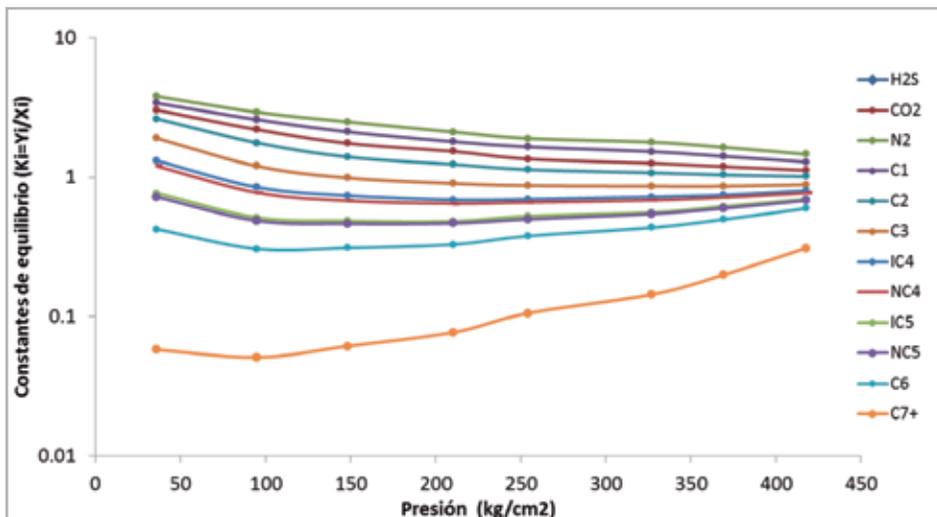


Figura 6. Constantes de equilibrio, análisis PVT pozo Alpha 2.

Caracterización y ajuste de la EDE a los datos PVT medidos en laboratorio

La mayoría de las caracterizaciones con una EDE, no son totalmente predictivas si no se realiza un buen ajuste de los parámetros de la EDE con los datos experimentales, dado que pueden presentar errores en el cálculo de la presión de saturación de $\pm 10\%$, errores en las densidades de $\pm 5\%$ y las composiciones pueden tener desviaciones importantes para algunos componentes clave. Si existen datos PVT disponibles, ya validados, la EDE puede modificarse al ajustar algunos de sus parámetros para mejorar las predicciones

del comportamiento volumétrico y de fase del fluido del yacimiento. Aguilar y McCain (2002), propusieron una estrategia para el ajuste de la EDE a los datos de laboratorio, la cual es muy acertada en la predicción del comportamiento termodinámico de mezclas de hidrocarburos, especialmente para fluidos cercanos a sus condiciones críticas. Siguiendo la metodología propuesta por estos autores, la EDE de Peng – Robinson se utiliza para el cálculo del gradiente composicional, se ajustó primeramente a la presión de saturación del pozo Alpha 2 (450.4 kg/cm^2) y posteriormente a los experimentos reportados en el análisis PVT de dicho pozo, Figuras 7 a 10.

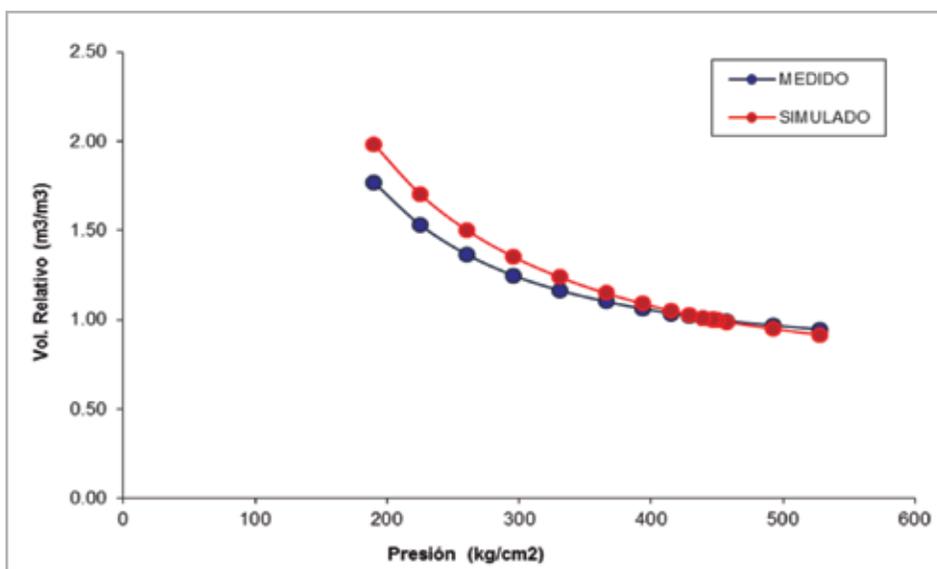


Figura 7. Ajuste con la EDE a la presión de rocío del pozo Alpha 2, (450.4 kg/cm^2).

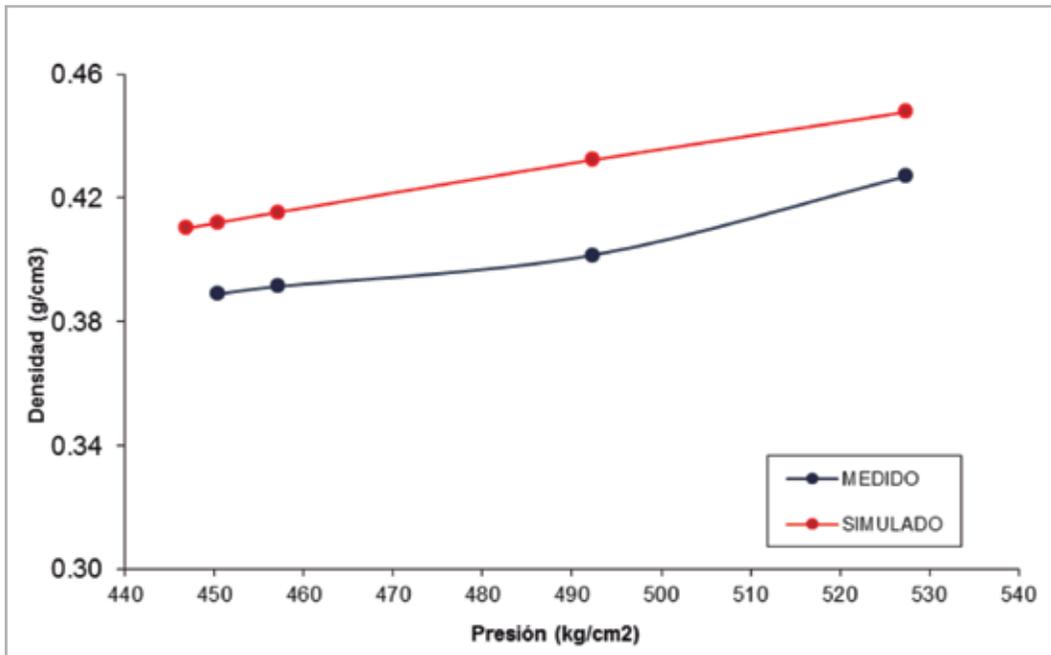


Figura 8. Ajuste a la densidad de la fase gas del experimento de AVC, pozo Alpha 2.

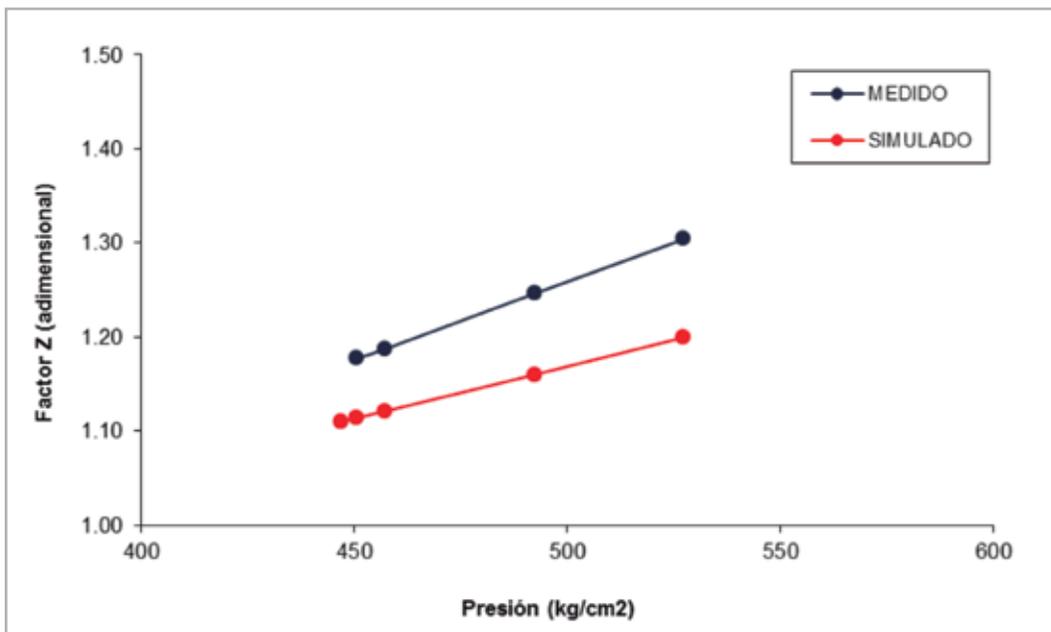


Figura 9. Ajuste al factor Z de la fase gas del experimento de AVC, pozo Alpha 2.

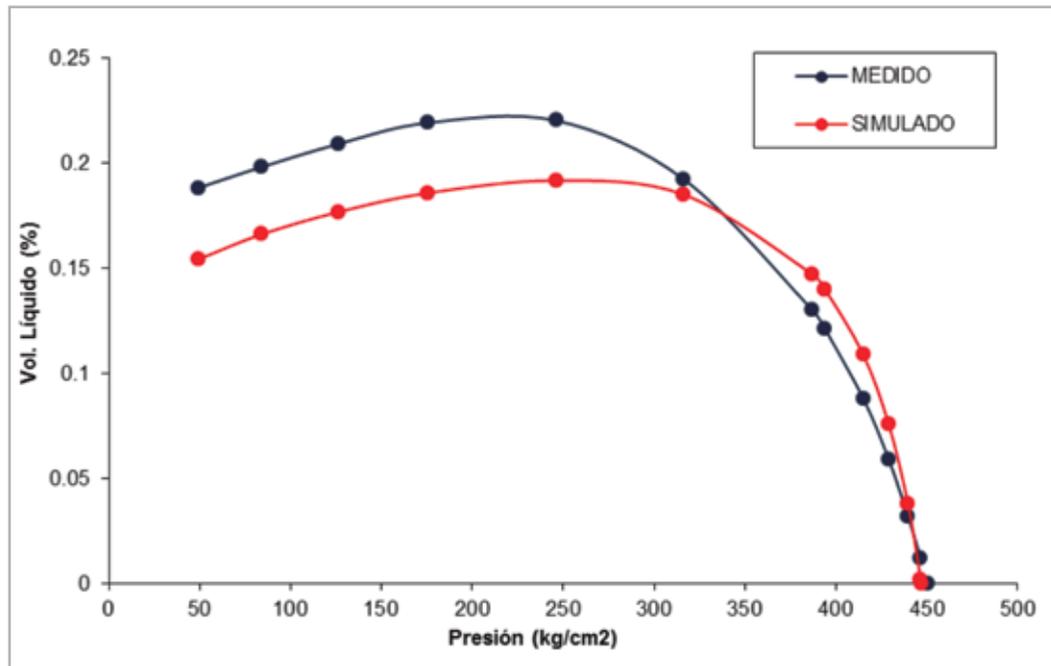


Figura 10. Ajuste al volumen de líquido retrógrado del experimento de AVC, pozo Alpha 2.

Cálculo del gradiente composicional en el yacimiento

El procedimiento de cálculo del gradiente composicional, (Høier *et. al*, 1998) considerando al yacimiento como una estructura isotérmica consiste en:

1. Los datos de entrada son: a) la composición del fluido, presión y temperatura a una profundidad de referencia, b) una caracterización válida mediante una EDE, y c) la cima y base del yacimiento.
2. La presión del yacimiento y la composición de la mezcla a una profundidad deseada se encuentran resolviendo la ecuación 2, con el método de Whitson, (1994).
3. A cada profundidad, la solución encontrada se analiza para determinar si es termodinámicamente estable, mediante un análisis de estabilidad de fases, (Michelsen, 1985).
4. La solución termodinámicamente estable a una presión de yacimiento y a una composición de la mezcla, se utiliza para inicializar la búsqueda de una nueva solución a la ecuación 2 a una profundidad distinta.

5. Cuando se han establecido todas las presiones y composiciones a profundidades que comprendan todo el espesor del yacimiento, se calcula la presión de saturación a cada profundidad calculada.

Para el bloque A del campo Alpha, la composición de referencia es la del pozo Alpha 2, **Tabla 1**; la presión, temperatura y profundidad de referencia son 451.9 kg/cm², 130 °C y 4215 mbnm, respectivamente. Con el procedimiento para el cálculo del gradiente composicional se obtiene la composición de la mezcla, la presión del yacimiento y la presión de saturación de la mezcla de hidrocarburos a distintas profundidades. La **Figura 11** muestra la variación de la presión de rocío y de la presión de burbuja con la profundidad, el contacto gas – aceite (CGA) se observan 4250 mbnm, (coinciden la presión del yacimiento, la presión de burbuja y la presión de rocío). La presión de rocío aumenta de 335.7 kg/cm² en la cima del yacimiento hasta alcanzar 450 kg/cm² al CGA, mientras que la presión de burbuja disminuye con la profundidad desde 450 kg/cm² en el CGA hasta 390 kg/cm² en la base del yacimiento. La **Figura 11** también permite visualizar el ajuste que se realizó a la EDE a la presión de rocío del pozo Alpha 2.

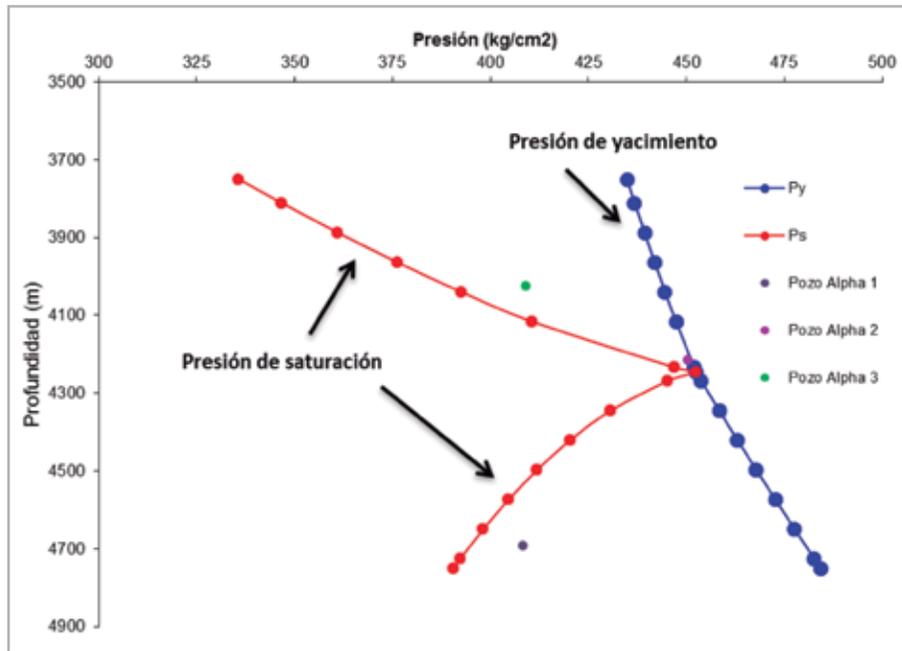


Figura 11. Variación con la profundidad de la presión del yacimiento y de la presión de saturación para el bloque A del campo Alpha.

La **Figura 12** muestra la variación de la composición con la profundidad para los componentes no hidrocarburos e intermedios. En la zona de gas todos los componentes incrementan su concentración ligeramente con la profundidad, mientras que en la zona de aceite disminuye su concentración al aumentar la profundidad. Los cambios más drásticos se observan en el C_1 y en la

fracción C_{7+} , **Figura 13**, en la zona de gas el C_{7+} varía de 3.4 % mol en la cima del yacimiento a 7.8% en el contacto gas – aceite (CGA), mientras que en la zona de aceite varía de 18.5 % en el CGA a 26.6% en la base del yacimiento. El C_1 varía de 76.1 % en la cima del yacimiento a 68.6% en el CGA y de 55.5 % en la cima del yacimiento, a 47.7 %, en la base del yacimiento.

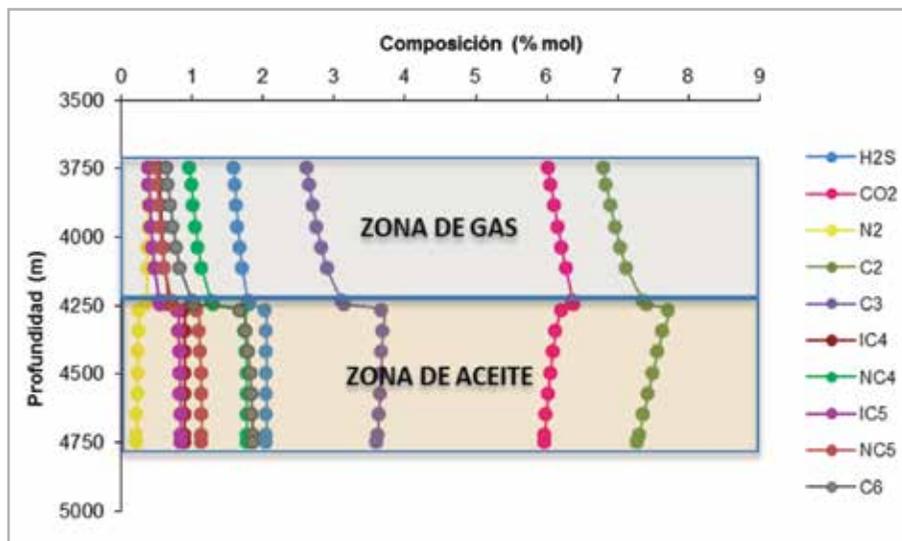


Figura 12. Variación en la composición de la mezcla de los componentes intermedios y no hidrocarburos, bloque A campo Alpha.

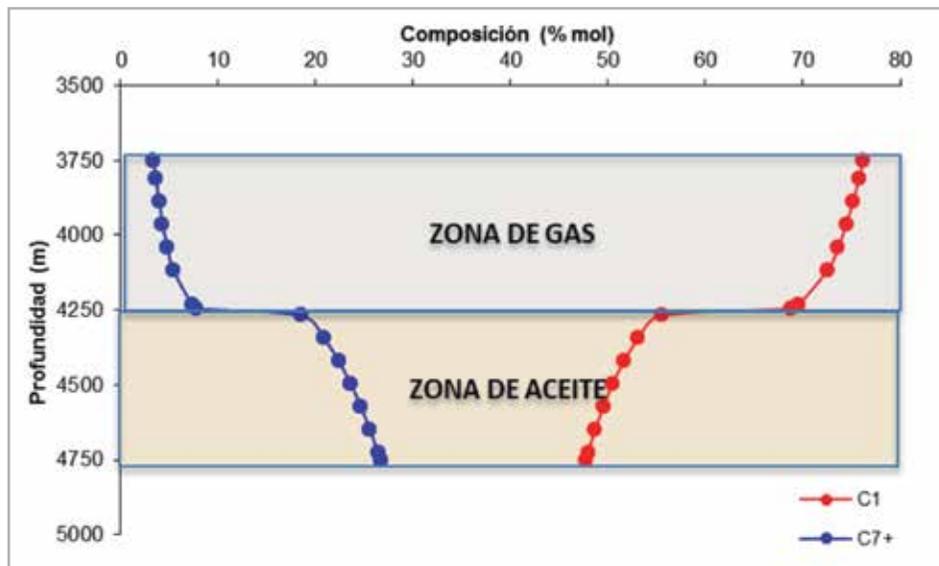


Figura 13. Variación en la composición de la mezcla del C₁ y de la fracción C₇₊, bloque A campo Alpha.

Cálculo de las propiedades físicas de la mezcla a distintas profundidades

Una vez determinada la composición de la mezcla y la presión del yacimiento a una profundidad cualquiera y considerando la temperatura del yacimiento constante (130 °C); es posible calcular otras variables PVT en función

de la profundidad, por ejemplo: densidad, viscosidad y RGA. La densidad del fluido del yacimiento calcula con la misma EDE utilizada para el cálculo del gradiente composicional, **Figura 14**. La viscosidad de la mezcla se calcula con una correlación, **Figura 15** La RGA del fluido producido puede determinarse con una EDE, simulando una prueba de separadores, **Figura 16**.

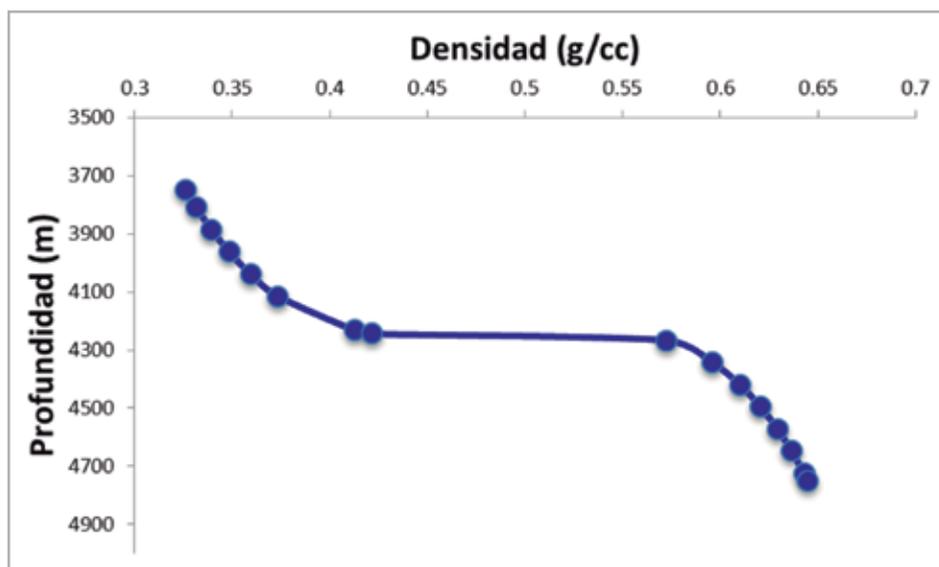


Figura 14. Variación de la densidad de la mezcla con la profundidad.

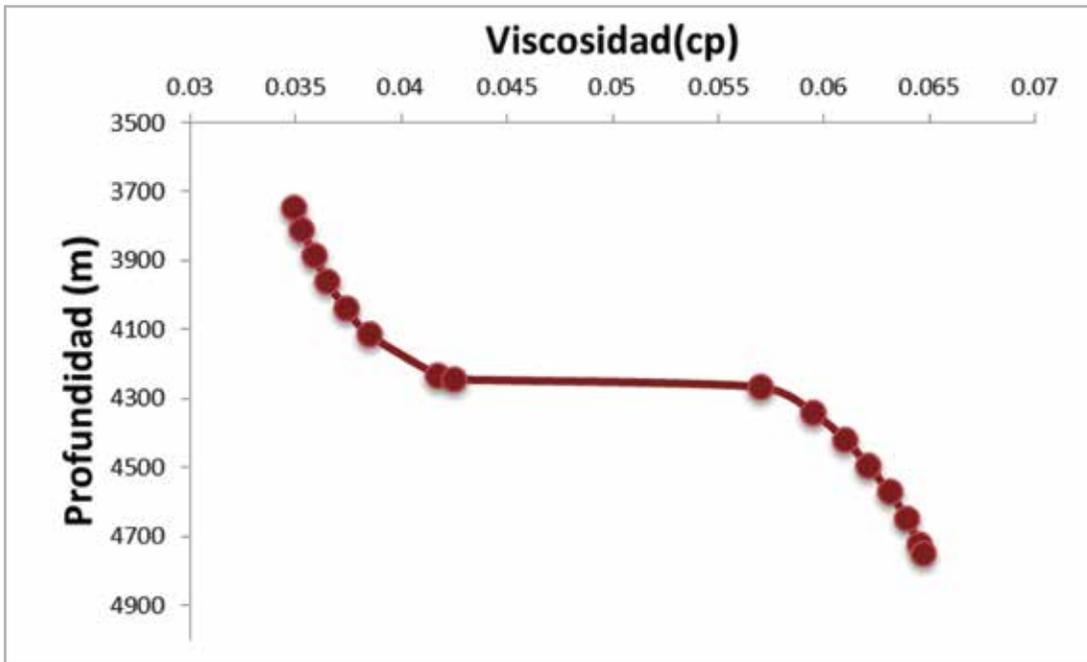


Figura 15. Variación de la viscosidad de la mezcla con la profundidad.

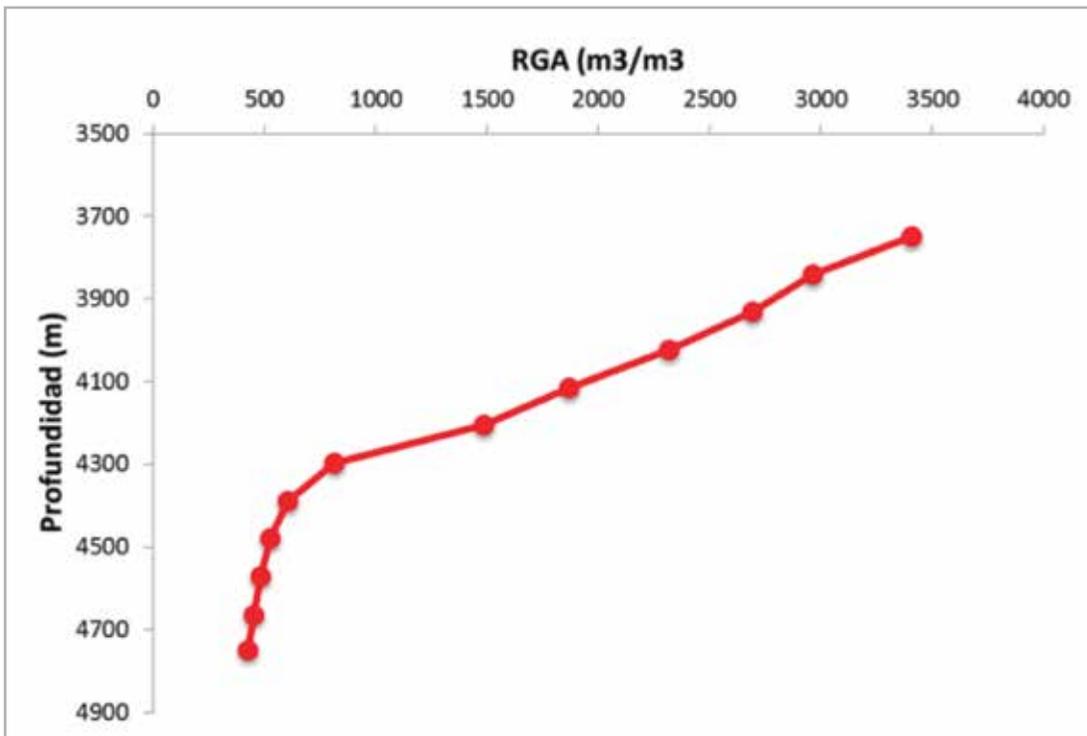


Figura 16. Variación de la RGA del fluido producido con la profundidad.

Conclusiones

1. La validación de los análisis composicionales PVT, tanto en representatividad como en consistencia, es una parte fundamental en la caracterización de la distribución espacial de los componentes y en la determinación de las propiedades del fluido de yacimiento; pueden ocurrir errores graves en la simulación de procesos composicionales si no se lleva a cabo la validación de los análisis PVT, especialmente para fluidos cercanos a sus condiciones críticas.
2. Las variaciones composicionales más grandes se presentan en fluidos cercanos a sus condiciones críticas. Esto se entiende directamente de las ecuaciones que gobiernan los cálculos del gradiente composicional.
3. La variación de las propiedades PVT con la profundidad tales como presión de saturación, densidad, viscosidad y RGA, están directamente relacionadas con las variaciones composicionales en el espesor del yacimiento.
4. El flujo de trabajo propuesto permite obtener la distribución espacial de los componentes en el yacimiento con alto grado de confiabilidad.

Nomenclatura

f_k	Fugacidad del componente k
g	Aceleración de gravedad
h	Profundidad deseada
h^o	Profundidad de referencia
M_k	Peso molecular del componente k
R	Constante universal de los gases
T	Temperatura
V_k	Volumen del componente k
x_i	Fracción mol del componente

ρ	Densidad de la mezcla
μ_k	Potencial químico del componente k

Referencias

1. Aguilar Zurita, R. A. y McCain Jr., W. D. 2002. An Efficient Tuning Strategy to Calibrate Cubic EOS for Compositional Simulation. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29 – octubre 2. SPE-77382-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/77382-MS>.
2. Bashbush, J. L. 1981. A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and It's Applications. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10127-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.
3. Hoier, L. y Whitson, C. H. 1998. Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, septiembre 27 – 30. SPE-49269-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/49269-MS>.
4. Michelsen, M. N. 1985. Saturation Point Calculation. *Fluid Phase Equilibria* **23** (2-3): 195–201. [http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812\(85\)90005-6](http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812(85)90005-6).
5. Samaniego-V., F., Bashbush, J. L., León G. A. et al. 2004. On the Validation of PVT Compositional Laboratory Experiments. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, septiembre 26 – 29. SPE-91505-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/91505-MS>.
6. Whitson, C.H. and Belery, P. 1994. *Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs*. Artículo presentado en el University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, agosto 29-31. SPE-28000-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/28000-MS>.

Semblanza de los autores

Rogelio Maldonado Alonso

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2014.

En 2015 ingresó a Petróleos Mexicanos como Ingeniero de yacimientos en el proyecto Yaxche – Xanab del Activo de Producción Litoral de Tabasco Tsimin Xux, donde labora hasta la actualidad.

Ha presentado trabajos en las Jornadas Técnicas de la AIPM y en el Congreso Mexicano del Petróleo 2015.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y a la Society Petroleum Engineers.

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 inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. Posteriormente ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos donde laboró en el Departamento de yacimientos del Distrito Frontera Noreste y en el Departamento de recuperación secundaria de la Superintendencia de yacimientos de la Zona Norte.

Ocupó diversos cargos dentro del área de Tecnología y desarrollo profesional de Pemex Exploración y Producción, se desempeñaba como Subgerente de recuperación mejorada de la Gerencia de explotación de yacimientos, hasta su jubilación de PEP en septiembre de 2011. 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 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas, ambas otorgadas por la AIPM.

Es profesor de asignatura de Termodinámica y Físicoquímica de los hidrocarburos en la DEPMI de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE.

Héctor Erick Gallardo Ferrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2012, institución donde se ha desempeñado como profesor de las asignaturas de Simulación de yacimientos, Comportamiento de yacimientos, Caracterización dinámica de yacimientos y Propiedades de los fluidos petroleros.

Ha ocupado el puesto de Coordinador de la carrera Ingeniería Petrolera y de Jefe de Departamento de Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México.