

# DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN VERTICAL Y AREAL DE LA COMPOSICIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL Y/O GAS CONDENSADO

Nicolás Santos Santos\*<sup>1</sup>, Olga-Patricia Ortiz Cancino<sup>1</sup>, Wilson Barrios Ortiz<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Industrial de Santander – Hydrocarbon Processes Modeling Group

<sup>2</sup>Ecopetrol S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo , A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia  
e-mail: nicolas@uis.edu.co

(Recibido Junio 16 de 2005; Aceptado Diciembre 14 de 2005)

---

La variación composicional en sentido vertical y areal debida tanto a efectos gravitacionales como a térmicos, juega un papel importante en la determinación de las reservas originales *in-situ* y en la adecuada selección del esquema de explotación de los yacimientos de aceite volátil y/o gas condensado. En este trabajo se presenta la formulación matemática del comportamiento termodinámico experimentado por fluidos composicionales, tipo aceite volátil y/o gas condensado, bajo la influencia de los efectos mencionados (gravitacionales y térmicos), la cual fue implementada en una herramienta software para determinar la variación composicional en sentido vertical y que además permite conocer la variación de la presión de saturación en la columna de hidrocarburos y la ubicación del contacto gas-aceite. Con los resultados obtenidos producto del uso de esta herramienta, se desarrolló una metodología para obtener una primera aproximación de la variación composicional en sentido areal para obtener mapas de distribución espacial de composición (isoplanos de composición) dentro del yacimiento, de componentes como el metano, el cual experimenta las mayores variaciones. Estos isoplanos de composición permiten determinar la ubicación espacial de los depósitos de hidrocarburos, de tal manera que se pueden seleccionar y aplicar estrategias de explotación para maximizar el recobro, tales como la perforación de pozos de relleno (*infill wells*), recañoneo, cañoneo de nuevas zonas, recobro mejorado, etc.

---

**Palabras claves:** *variación composicional, gradiente geotérmico, temperatura, aceite volátil, gas condensado.*

\* A quien debe ser enviada la correspondencia

---

**T**he compositional variation in vertical and areal direction due to gravitational and thermal effects, plays an important role in the determination of the original reserves in-situ and in the selection of the operation scheme for volatile oil and/or gas condensate reservoirs. In this work we presented the mathematical formulation of the thermodynamic behavior experienced by compositional fluids, such as volatile oil and/or gas condensate, under the influence of the mentioned effects (gravitational and thermal), which was implemented in a software tool, this tool determine the compositional variation in vertical direction and, in addition, it allows to know the saturation pressure variation in the hydrocarbon column and the location of the gas-oil contact. With the obtained results, product of the use of this tool, was developed a methodology to obtain one first approach of the compositional variation in areal direction to obtain compositional spatial distribution (isocomposition maps) in the reservoir, for components like the methane, which experiences the greater variations. These isocomposition maps allow to determine the location of the hydrocarbon deposits, in such a way that the production strategies can be selected and be applied to maximize the recovery, such as infill wells, perforation of new zones, EOR processes, etc.

---

**Keywords:** *compositional gradient, temperature gradient, temperature, volatile oil, gas condensate.*

## INTRODUCCIÓN

La adecuada determinación de la variación composicional permite cuantificar la magnitud de las reservas presentes en un yacimiento de aceite volátil y/o gas condensado y seleccionar de manera adecuada el esquema de explotación que maximiza su recobro. En este trabajo de investigación se desarrolló una formulación matemática del comportamiento termodinámico experimentado por los fluidos composicionales, en donde se tuvo en cuenta tanto el efecto de la segregación gravitacional como el de la influencia del gradiente de temperatura presente en yacimientos de gran espesor. Al aplicarse esta formulación, se obtienen variaciones verticales de la composición, que constituyen el punto de partida para obtener mapas de distribución composicional (espacial) dentro del yacimiento. En este trabajo se obtuvieron tales mapas para la formación Mirador; la interpretación de estos mapas permiten determinar la ubicación de los depósitos de hidrocarburos de interés con el fin de ubicar los pozos futuros de desarrollo (*infill wells*) y también permiten delimitar la extensión del yacimiento.

## EQUILIBRIO DE FASES BAJO LA INFLUENCIA DE LA GRAVEDAD Y UN GRADIENTE TÉRMICO

Gibbs (1957) fue el primero en desarrollar un tratamiento riguroso para determinar la influencia de la gravedad sobre la distribución espacial de una mezcla de fluidos, llegando a la conclusión de que, bajo condiciones isotérmicas, en el equilibrio se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$\mu_i(p^o, z^o, T) = \mu_i(p, z, T) + M_i g(h - h^o),$$

$$i = 1, 2 \dots NC \quad (1)$$

En términos del concepto de fugacidad, la Ecuación 1 se transforma en:

$$f_i = f_i^o \exp \left[ -\frac{M_i}{RT} gz \right] \quad i = 1, \dots, NC \quad (2)$$

la cual se puede expresar como:

$$f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) = f_i^o(T, P^o, Y_1^o, Y_2^o, \dots, Y_{NC}^o) * \exp \left( -\frac{M_i}{RT} gz \right) \quad (3)$$

Donde  $h$  es la profundidad a la cual se quiere realizar el cálculo y  $h^o$  es la profundidad de referencia a la cual se conoce toda la información del fluido.

La Ecuación 3 está restringida por el hecho de que en el equilibrio la suma de composiciones debe ser igual a 1,

$$\sum_{i=1}^{NC} Y_i = 1 \quad (4)$$

Las expresiones 3 y 4, en forma de residuos, forman el sistema de ecuaciones a resolver para determinar el cálculo del gradiente composicional isotérmico (Firoozabadi, 1999):

$$F_i = f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) - f_i^o(T, P^o, Y_1^o, Y_2^o, \dots, Y_{NC}^o) * \exp \left( -\frac{M_i}{RT} gz \right) = 0 \quad (5)$$

$$F_{NC+1} = 1 - \sum_{i=1}^{NC} Y_i \quad (6)$$

Las  $(NC + 1)$  incógnitas en este sistema de ecuaciones son la presión y la composición a la profundidad deseada, donde  $NC$  es el número de componentes. Hasta aquí se ha asumido que el yacimiento exhibe temperatura constante a lo largo de toda la columna (Isotérmico). En esta ecuación y de aquí en adelante  $Y_i$  representa la composición total del sistema, el cual en un punto dado de la columna del yacimiento se encuentra en una sola fase, sea esta líquida o gaseosa.

La solución del sistema de ecuaciones que describen el gradiente composicional isotérmico ha sido abordada por varios investigadores (Schulte, 1980; Montel y Gouel, 1985; Whitson y Belerey, 1994). Sin embargo, la búsqueda de estrategias de modelamiento del gradiente composicional no-isotérmico está hoy en día en pleno apogeo. La presencia del gradiente térmico produce una redistribución de los componentes a lo

largo de la columna del yacimiento de acuerdo al efecto Dufour-Soret (Dougherty and Drickamer, 1955). En ciertos casos, el efecto térmico puede llegar a tener el mismo orden de magnitud que el efecto gravitacional en la variación composicional dentro del yacimiento (Bedrikovetsky, 1993).

Quizás el primer intento realizado para llevar a cabo el modelamiento del gradiente composicional no-isotérmico fue el de Belery y Da Silva (1990); estos autores intentaron combinar el efecto de la gravedad y la temperatura para un sistema con flux másico neto igual a cero. El modelo multicomponente fue en sí, una extensión del trabajo pionero de Dougherty y Drickamer (1955), aunque los resultados obtenidos fueron muy inexactos.

La introducción de un gradiente de temperatura dentro de un yacimiento de fluidos hidrocarburos de naturaleza multicomponente, lleva al sistema a un estado de no-equilibrio termodinámico, presentándose tres posibles fenómenos: convección másica, difusión de calor y difusión térmica (flujo de materia). No obstante, cuando el gradiente térmico es lo suficientemente pequeño, y si es además colineal con el vector gravitacional, no se observa convección másica apreciable. Los estudios previos indican que los factores de difusión térmica son sensitivos a las interacciones intermoleculares, tamaño y forma de las moléculas, y sus magnitudes están gobernadas por las condiciones termodinámicas (Kinkaid, Cohen y López, 1987). En mezclas multicomponentes es difícil obtener información de los factores de difusión térmica y normalmente sólo se encuentran para algunas mezclas binarias ordinarias a condiciones bajas de temperatura y presión (Kohler y Muller, 1995).

Bedrikovetsky (1993), presentó una discusión extensa acerca del tratamiento matemático formal del gradiente composicional, incluyendo los efectos gravitacional y térmico, utilizando termodinámica irreversible. A pesar de esto, el autor propuso modelos simplificados, debido a la ausencia de la información necesaria sobre los coeficientes de difusión térmica. Sin embargo, ofrece una forma de sortear el problema de la falta de datos de difusividades térmicas, la cual consiste en considerar la difusión térmica adimensional como un parámetro pequeño, tal que los potenciales químicos pueden ser tomados como variables independientes. Lo anterior permite desarrollar la denominada

aproximación cero la cual consiste en la presencia de un gradiente térmico, pero en ausencia de difusión.

La aproximación cero está validada por los resultados obtenidos con mezclas binarias y justificada en la práctica de la ingeniería, debido a que no se dispone de los coeficientes de difusión térmica para las mezclas de interés a las condiciones de presión y temperatura que normalmente se encuentran en los yacimientos (Pádua, 1999).

Para determinar el gradiente composicional no isotérmico exhibido por una columna de fluido es necesario contar con las ecuaciones que describen el equilibrio termodinámico, bajo el efecto combinado de la gravedad y el gradiente térmico. Bedrikovetsky (1993), desarrolló la siguiente formulación para tener en cuentas estos efectos:

$$f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) = f_i^o(T^o, P^o, Y_1^o, Y_2^o, \dots, Y_{NC}^o) \text{Exp}\left(-\frac{M_i g}{RT}(h - h^o) + \frac{1}{RT} \frac{\partial \mu_i}{\partial T}(T - T^o)\right) \quad (7)$$

Que en forma de residuo, es:

$$F_i = f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) - f_i^o(T^o, P^o, Y_1^o, Y_2^o, \dots, Y_{NC}^o) \text{Exp}\left(-\frac{M_i g}{RT}(h - h^o) + \frac{1}{RT} \frac{\partial \mu_i}{\partial T}(T - T^o)\right) = 0 \quad (8)$$

Sujeta a la misma ecuación de restricción, dada por la Ecuación 6.

En las ecuaciones anteriores,  $f_i$  es la fugacidad del componente  $i$  a la profundidad  $h$  y  $f_i^o$  es la fugacidad del componente  $i$  a la profundidad de referencia ( $h^o$ ). En la Ecuación 8 aparece el término  $\frac{\partial \mu_i}{\partial T}$  el cual es igual a  $-S_i^m$ , es decir, el negativo de la entropía molar parcial del componente  $i$ . Este término representa el efecto del gradiente de temperatura sobre la distribución de los componentes a lo largo de toda la columna del yacimiento. Para la determinación de este parámetro se tomó la correlación desarrollada por Santos (2002) la cual permite el cálculo de la entropía parcial molar de gas ideal para fracciones de petróleo.

**ESQUEMA NUMÉRICO PROPUESTO PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL**

Buscando mayor estabilidad numérica en la zona de transición gas-aceite, se modificó la *Ecuación de restricción 4* utilizada tradicionalmente, obteniéndose una ecuación alternativa, pero implícita en composición. Los estudios preliminares realizados en el cálculo de envolventes de fase (Cañas, 2000) y del gradiente composicional isotérmico (Ortiz, 2002), han mostrado que la utilización de ecuaciones de restricción implícitas en composición, en vez del método tradicional explícito (*Ecuación 4*), conlleva a una mayor estabilidad numérica en cercanías a zonas de transición críticas. Fundamentados en estos hallazgos se desarrolló y probó un esquema de cálculo del gradiente composicional no-isotérmico y se investigó su comportamiento numérico en las zonas de transición críticas e hiper-críticas de las columnas de fluido de yacimiento.

La *Ecuación 4* fue reemplazada en este trabajo por:

$$F_{NC+1} = P - \sum_{i=1}^{NC} \frac{\bar{f}_i * \text{Exp}\left(\frac{C_i}{R} \left(\frac{P}{T} - \frac{P^0}{T^0}\right)\right)}{\Phi_i^{EDE}} \quad (9)$$

donde,

$$\bar{f}_i \equiv f_i^{0,EDE} * \text{Exp}\left(-\left(\frac{M_i g (h - h^0) + s_i^m * (T - T^0)}{R * T}\right)\right) \quad (10)$$

$C_i$  es el coeficiente de traslación de volumen, el cual normalmente es un parámetro de ajuste,  $f_i^{0,EDE}$  es la fugacidad del componente  $i$  obtenida de la Ecuación de estado (EDE) a la profundidad de referencia ( $P^0, T^0, Y_1^0, \dots, Y_{NC}^0$ ). La EDE utilizada en este trabajo fue la de Peng-Robinson, ya que como lo afirman Wu y Prausnitz (1998), Peng y Robinson construyeron el balance óptimo de los términos repulsivo y atractivo tal que la suma de ellos da una representación extraordinariamente cercana de las propiedades termodinámicas configuracionales de un gran número de componentes puros y sus mezclas; es la que ha reportado mejores predicciones de datos de equilibrio (Guiza, 1987) y además ha demostrado su excelente

desempeño en los fluidos objeto de este estudio, los cuales se encuentran en cercanía de la región crítica (Cañas, 2000; Ortiz, 2002).

El esquema numérico planteado en este trabajo consiste entonces en reemplazar la Ecuación de restricción (4), utilizada en forma explícita en el método tradicional, por la *Ecuación 9*.

El sistema de ecuaciones planteado en esta investigación para llevar a cabo el cálculo del gradiente composicional ISOTÉRMICO y NO ISOTÉRMICO consta entonces de:

- NC ecuaciones de igualdad de fugacidades a la profundidad de referencia y a la profundidad de cálculo, z:

$$F_i = f_i(T, P, Y_1, Y_2, \dots, Y_{NC}) - f_i^0(T^0, P^0, Y_1^0, Y_2^0, \dots, Y_{NC}^0) \text{Exp}\left(-\frac{M_i g}{RT}(h - h^0) - \frac{s_i^m}{RT}(T - T^0)\right) = 0 \quad (11)$$

- Una ecuación de restricción equivalente a la empleada por el método tradicional, pero implícita en composición (*Ecuación 9*).

De esta manera se tienen (NC + 1) ecuaciones con (NC + 1) incógnitas. NC ecuaciones tipo (11), una para cada componente y la *Ecuación 9*; las incógnitas son (NC) composiciones y presión.

El sistema resultante es altamente no-lineal ya que en las ecuaciones que lo conforman se encuentran funciones exponenciales y logarítmicas; por lo tanto este sistema debe ser resuelto en forma iterativa. En esta investigación se utilizó el método SSA/Newton (Pádua, 1999).

Para integrar la formulación planteada se desarrolló una herramienta software que permite obtener la variación composicional con profundidad de un fluido tipo aceite volátil y/o gas condensado, teniendo en cuenta el efecto de la gravedad y del gradiente geotérmico, además permite determinar la presión de saturación y la ubicación del contacto gas-aceite. Con la implementación de la formulación matemática presentada en esta herramienta, se logró mayor estabilidad numérica

y disminuyó de manera notable el tiempo de cómputo requerido para el cálculo de la variación composicional, como se puede observar en la Figura 1. La información de entrada consiste básicamente en la composición del fluido bajo estudio a una profundidad de referencia, el valor del gradiente geotérmico y la presión y temperatura a esta misma profundidad; a partir de esta información se puede obtener la variación vertical de la composición del fluido a diferentes niveles de profundidad dentro del yacimiento. En la Figura 2, se muestra una ventana con algunos de los resultados obtenidos con el uso de la herramienta software, los cuales incluyen presión de saturación, presión del yacimiento y las composiciones de los diferentes componentes para cada profundidad de cálculo. Estos resultados se constituyen en el punto de partida para la obtención de una aproximación de la variación composicional en sentido areal dentro del yacimiento.

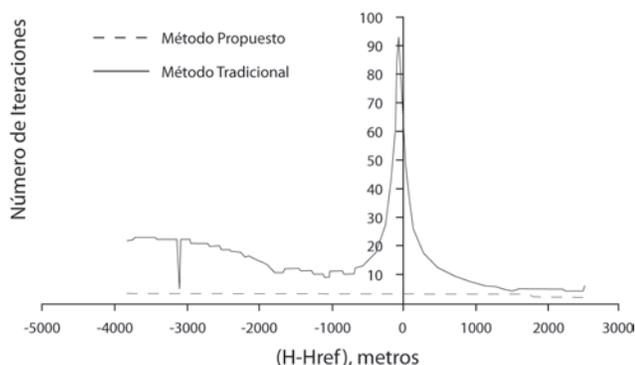


Figura 1. Comparación del número de iteraciones requerido para el cálculo de la variación composicional

Profundidad de Referencia (metros)	Presión de Yacimiento (Bares)	Temperatura de Yacimiento (Féves)	Presión de Saturación (Bares)	Profundidad (metros)	Z(CO2) (Fracción Molar)	Z1
3200	391.983559	379.800000	358.833103	3078.000	0.030277288292	
	392.2810578	379.800000	362.8879500	3088.000	0.02068080451041	
	392.8020009	379.800000	363.8982021	3098.000	0.02068325027063	
	393.2160126	379.800000	365.1230315	3108.000	0.02070498221026	
	393.6323222	379.800000	366.2611825	3118.000	0.020715889737889	
	394.0538135	379.800000	367.6118447	3128.000	0.02072587167995	
	394.4779271	379.800000	368.8741456	3138.000	0.02073475487309	
	394.9057634	379.800000	369.1458945	3148.000	0.02074236351886	
	395.3275358	379.800000	361.4242858	3158.000	0.02074847174512	
	395.7724848	379.800000	362.7049257	3168.000	0.02075279822225	
	396.2138825	379.800000	363.9812020	3178.000	0.02075498576206	
	396.6590376	379.800000	365.2432198	3188.000	0.02075462236569	

Figura 2. Ventana de resultados obtenidos con el uso de la herramienta software

## VARIACION COMPOSICIONAL AREAL

Dada la importancia de conocer cómo varía en sentido areal la composición de un yacimiento, ya que entre otras permite su delimitación, y a que no se dispone de herramientas robustas para su determinación, se elaboró e implementó una metodología tendiente a obtener una primera aproximación de la variación areal de la composición a partir de variaciones verticales de la misma, la cual fue aplicada a un campo colombiano. El resultado final es una ecuación que determina, de manera aproximada, el cambio en la composición (en fracción molar) de cualquier componente para un tiempo determinado.

Para determinar el porcentaje molar ganado o perdido por algún componente, expresado matemáticamente como un diferencial de composición respecto del tiempo ( $dx/dt$ ), se emplean las siguientes relaciones matemáticas, que al combinarlas de la manera adecuada permiten obtener el diferencial mencionado.

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dx}{dh} \tag{12}$$

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dh}{dp} \tag{13}$$

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dp}{dt} \tag{14}$$

donde

$dx / dt$  es el cambio en la composición con respecto al tiempo,

$dx / dh$  es el cambio en la composición con respecto al espesor del estrato productor,

$dh / dp$  es el inverso del cambio de la presión con respecto a la profundidad y

$dp / dt$  es el cambio en la presión de la formación productora con respecto al tiempo.

Matemáticamente se pueden combinar las Ecuaciones 12 y 14 obteniéndose,

$$\frac{dx}{dt} \propto \frac{dx}{dh} \cdot \frac{dh}{dp} \cdot \frac{dp}{dt} \tag{15}$$

Para convertir la relación 15 en una igualdad se debe introducir una constante de proporcionalidad, la cual se obtuvo mediante la técnica de ensayo y error a partir de la información experimental disponible.

A continuación se explica la metodología seguida para la obtención de la correlación mencionada, para los distintos componentes y fracciones mostrando como ejemplo los resultados obtenidos para el metano en la formación Mirador, presente en un campo colombiano.

a) El primer paso fue hallar la variación vertical de la composición de metano en la formación Mirador, resolviendo el conjunto de Ecuaciones 11 y 9 con ayuda de la herramienta desarrollada. Estos datos se graficaron en un plano cartesiano (Figura 3) de tal manera que se pudo correlacionar estas dos variables y obtener una expresión que permite determinar la composición del metano en función de la profundidad; se obtuvo una expresión para  $dx/dh$ , requerida para ser introducida en la Ecuación 15.

La expresión que se encontró para describir la composición en función de la profundidad en la formación Mirador fue:

$$x[\%] = 0.0000003 \cdot h^2 - 0.0003 \cdot h + 0.05359 \quad (16)$$

Con un factor de correlación  $R^2 = 1$ .

Al derivar la Ecuación 16 se obtiene:

$$\frac{dx}{dh} \left[ \frac{\%}{m} \right] = 0.0000006 \cdot h - 0.0003 \quad (17)$$

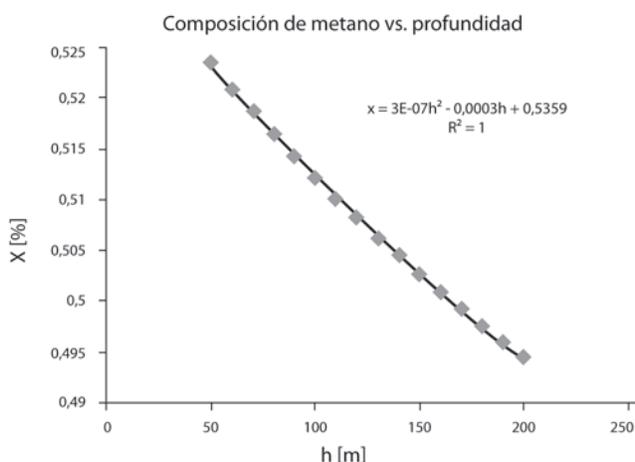


Figura 3. Variación de la fracción de metano con la profundidad para el fluido colombiano proveniente de la formación Mirador

Con las siguientes consideraciones:

- El  $h$  indicado es la profundidad de referencia, medido a partir del tope de la formación Mirador.
- El tope del estrato es  $h = 0$ .
- El valor de  $h$  aumenta desde cero hasta un valor  $Z$ , el cual es el espesor neto de la formación.

b) Para obtener la variación de la profundidad con respecto a la presión, se tomó el dato de gradiente de presión normal del campo de 0,045 bar/m, manejado por la compañía operadora del campo, con esta información se obtuvo un gradiente de profundidad con respecto a la presión de 22,1 m/bar.

$$\frac{dh}{dp} \left[ \frac{m}{bar} \right] = 22.1 \quad (18)$$

c) Para cuantificar el cambio de la presión con el tiempo, se tomó la historia de caída de presión del pozo bajo estudio con respecto al tiempo, y se empleó el mismo procedimiento descrito en el literal a. (Figura 4).

Al final, la expresión que se obtuvo tiene la siguiente forma:

$$P = -0.0001 \cdot t^2 + 0.0655 \cdot t + 435.08 \quad (19)$$

Con un factor de correlación  $R^2 = 0.9958$

Donde  $t$  es el tiempo en días a partir de la toma de la muestra de composición conocida hasta el día en que se desea saber la composición actual del fluido.

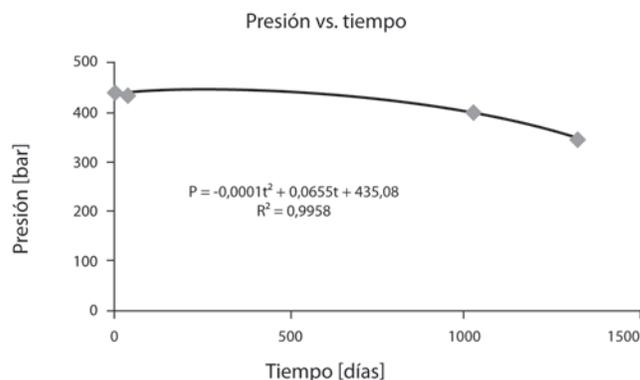


Figura 4. Variación de la presión con el tiempo para la formación Mirador

Al derivar la expresión 19 con respecto al tiempo, se obtiene:

$$\frac{dP}{dt} \left[ \frac{\text{bar}}{\text{m}} \right] = -0.0002 \cdot t + 0.0655 \quad (20)$$

d) Para hallar la constante, se tomaron las expresiones obtenidas en los pasos anteriores y se reemplazaron las Ecuaciones 12, 13 y 14 en la Ecuación 15, el valor de  $dx/dt$  se obtuvo al encontrar el delta de variación para una misma profundidad a diferentes tiempos.

$$\frac{dx}{dt} = xc_1(t_2, h^0) - xc_1(t_1, h^0) \quad (21)$$

Posteriormente, se compararon punto a punto cada valor de composición a la respectiva profundidad, con los datos suministrados para el pozo 1 y mediante el método de prueba y error se pudo determinar la constante de calibración adimensional, con una desviación estándar del 0,00191. El valor de dicha constante es -0,1358.

Por lo tanto, la expresión final para la variación de metano con el tiempo, en la formación Mirador, tomo la siguiente forma:

$$\frac{dxc_1}{dt} = -3.00118 * (0.0000006 \cdot h - 0.0003) * (-0.0002 \cdot t + 0.0655) * \left[ \frac{\%}{\text{día}} \right] \quad (22)$$

La cual se emplea de la siguiente manera: se introduce el tiempo  $t$  (días) desde la toma de la cromatografía conocida y hasta el día en que se desea simular la nueva composición; y la profundidad  $h$  (m) a los cuales se desea conocer la nueva composición del metano en la formación Mirador. El valor obtenido ( $dx/dt$ ) tiene un signo negativo ya que indica que es una pérdida en porcentaje molar de metano, este valor obtenido debe restarse al valor tomado como referencia.

Con la expresión 22 se puede obtener la variación del metano en la formación Mirador, se puede determinar cuál sería la composición de este componente en cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo, pudiéndose obtener finalmente distribuciones espaciales, en donde el eje  $x$  es la coordenada Oeste-Este y el eje  $y$  la coordenada Norte-Sur de un punto determinado. Con las composiciones obtenidas a diferentes niveles

de tiempo también se pueden generar, con ayuda de la herramienta adecuada, las envolventes de fases. Estas envolventes, que son función de la composición, de la presión y de la temperatura, ayudan a visualizar el comportamiento del fluido dentro del yacimiento, información que facilita la selección del esquema de explotación del yacimiento.

El procedimiento anterior es válido debido a que se puede comprobar la continuidad de la función por medio de la historia de producción del pozo tomado en estudio para el periodo comprendido entre mayo de 1998 hasta mayo de 2001, intervalo de tiempo en el cual no hubo cierres ni trabajos de *workover*. El mismo análisis se aplica a los demás pozos afectados.

Esta metodología debe ser usada en sectores del campo donde no exista inyección de fluidos que alteren la composición del fluido de yacimiento ya que estos se pueden recombinar y causar una variación composicional diferente a la del fenómeno físico de la variación vertical y/o areal bajo estudio. Cabe recalcar que el método anterior es puntual y debe efectuarse a cada caso que se analice específicamente.

Al aplicar esta metodología a un caso colombiano, se obtuvieron los siguientes isoplanos de composición que permiten obtener la variación composicional en sentido areal del metano (Figuras 5 y 10).

Es importante mencionar que los resultados que se presentan en los isoplanos, son representativos de lo que esta ocurriendo en el campo bajo estudio, ya que fueron comprobados con la información disponible de otros pozos a los cuales se les determinó la variación composicional con el uso de la herramienta software obtenida.

Las coordenadas de los isoplanos vienen dadas en unidades de Surfer 7.0, para el origen (0,0) corresponde la coordenada geográfica (1.146.000, 1.034.000), Para la coordenada (8,8) la respectiva coordenada geográfica es (1.161.000, 1.058.000). Por lo tanto la escala utilizada es la siguiente:

- *Escala x*: 1 unidad Surfer 7.0 = 1.875.000 (Coordenadas de campo)

- *Escala y*: 1 unidad Surfer 7.0 = 3.000.000 (Coordenada de campo)

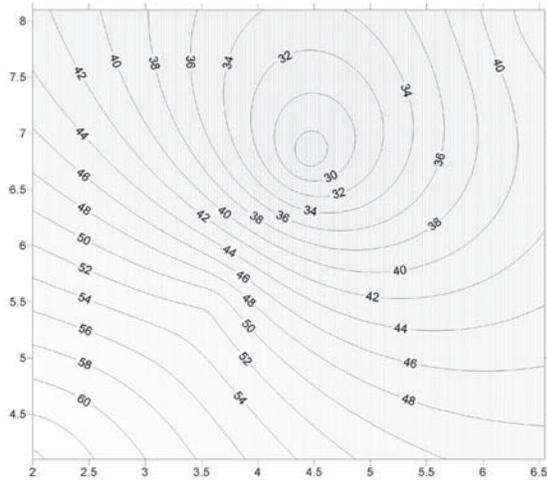


Figura 5. Distribución de metano en el tope (1998)

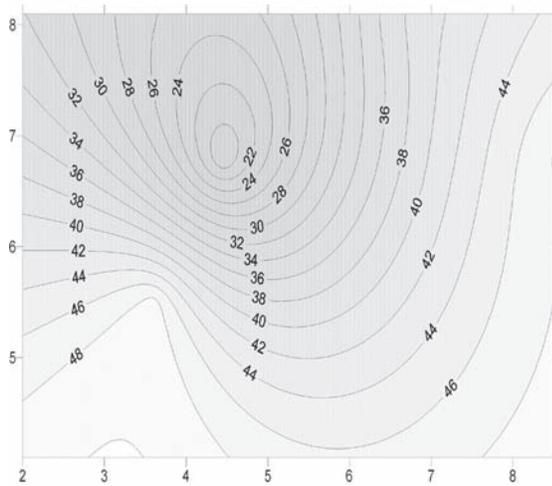


Figura 6. Distribución de metano en el tope (1998)

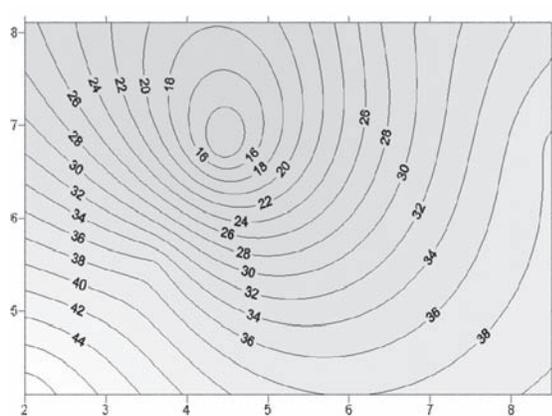


Figura 7. Distribución de metano en el tope (2001)

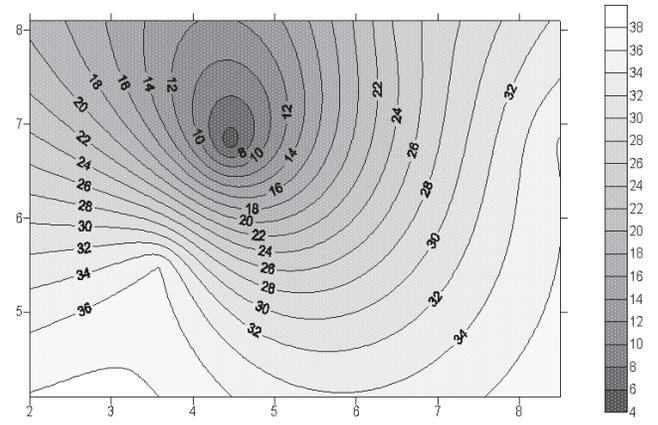


Figura 8. Distribución de metano en la base (2001)

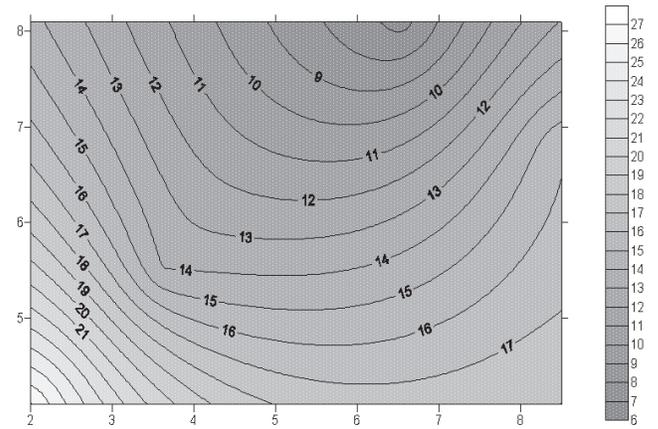


Figura 9. Distribución de metano en el tope (2005)

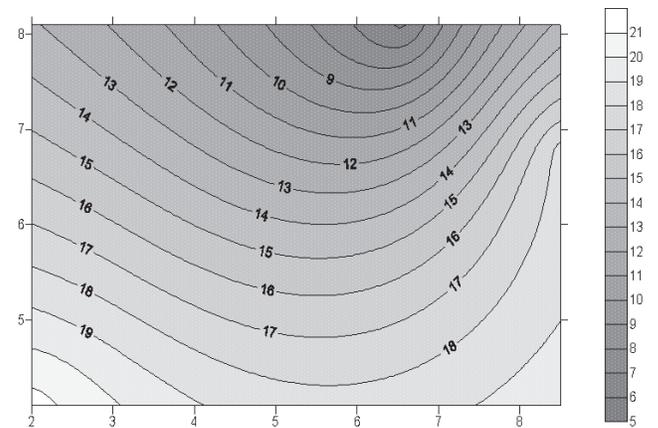


Figura 10. Distribución de metano en la base (2005)

Teniendo en cuenta que la correlación fue calibrada con una constante de proporcionalidad promedio cuya desviación estándar para el metano fue de 0,00191 y que el porcentaje de error arrojado por el análisis en pozos de control fue de, aproximadamente 1,9%, se puede afirmar que el método es matemáticamente válido, pues los valores de desviación estándar y porcentajes de error citados se encuentran dentro de un rango aceptable.

## CONCLUSIONES

- Con la formulación planteada se puede determinar la variación composicional vertical en yacimientos de aceite volátil y gas condensado teniendo en cuenta los efectos de la segregación gravitacional y del gradiente geotérmico. Dicha formulación fue acoplada en una herramienta software que facilita el cálculo.
- Se diseñó una metodología que permite obtener una aproximación de la variación areal de la composición en un yacimiento, con base en los datos de la variación vertical de la profundidad obtenida con la herramienta desarrollada.
- La metodología propuesta permite obtener la distribución espacial en el yacimiento de los componentes presentes en el fluido hidrocarburo, de tal manera que se puede emplear para determinar zonas de acumulación, en donde se podrían perforar nuevos pozos, al igual que definir cañoneo de nuevas zonas o la implementación de programas de recañoneo, tendientes a maximizar el recobro de hidrocarburos.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su sincero agradecimiento al Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología Francisco José de Caldas, COLCIENCIAS, al Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL - ICP y a la Universidad Industrial de Santander, por su valioso apoyo técnico – económico.

## BIBLIOGRAFÍA

- Bedrikovetsky, P., 1993. "Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery". Kluwer Academic Publishers, London.
- Belery, P. and Da Silva, F. V., 1990. "Gravity and Thermal Diffusion in Hydrocarbon Reservoirs". *Third Chalk Research Program*, Copenhagen.
- Cañas Marin, W. A., 2001. "Cálculo directo de envolventes de fase para fluidos tipo aceite volátil y gas condensado cercanos al punto crítico, bajo cantidades variables de nitrógeno". *Tesis de Maestría*. Universidad Industrial de Santander.
- Dougherty, Jr. and Drickamer, H. G., 1955. "Thermal Diffusion and Molecular Motion in Liquids". *J. Phys. Chem.*, 59, 443.
- Firoozabadi, A., 1999. "Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs". New York, McGraw Hill.
- Gibbs, J. W., 1957. "Collected Works-Vol I- Thermodynamics". Yale University Press, New Heaven, Connecticut.
- Guiza Franco, O. A., 1987. "Implementación de un programa base para la predicción de propiedades termodinámicas a partir de Ecuaciones de Estado Cúbicas". *Tesis de grado*. Universidad Industrial de Santander.
- Kinkaid, J. M., Cohen, E. G. D. and López De Aro, M., 1987. "The Enskog Theory for Multicomponent Mixtures. IV Thermal Diffusion". *J. Chem. Phys.*, 86, 933 p.
- Kohler, W. and Muller, B. Soret., 1995. "Mass Diffusion Coefficients of Toluene / n-Hexane Mixtures". *J. Chem. Phys.*, 103, 4367 p.
- Montel, F. and Gouel, P. L., 1985. "Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, SPE 14410
- Ortiz Cancino, O.P., Santos Santos, N., Cañas Marin, W.A., Salazar, R. and Roman Vargas, S.P., 2002. "Esquema Numérico Alternativo Para La Determinación del Gradiente Composicional Isotérmico" *El Reventón Energético*, 2 (1).
- Pádua, K. G. O., 1999. "Nonisothermal Gravitational Equilibrium Model". *SPE Reservoir Eval. And Eng.* 2. (2): 211.

Santos Santos, N, Cañas Marin, W. A., Ortiz Cancino, O. P. and Salazar, R., 2002. "Nuevo Algoritmo para el cálculo del gradiente composicional no isotérmico en yacimientos de petróleo. *El Reventón Energético*, 2 (2).

Schulte, A. M., 1980. "Compositional Variations within a Hydrocarbon Column due to Gravity". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, SPE 9235.

Whitson, C. H. and Belery, P., 1994. "Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs". SPE 28000.

Wu, J. and Prausnitz, J.M., 1998. "Phase Equilibria for Systems Containing Hydrocarbons, Water, and Salt: An Extended Peng-Robinson Equation of State". *Ind.Eng. Chem. Res.* 37: 1634-1643.

