

NICOLÁS SANTOS SANTOS*,
WILSON ANTONIO CAÑAS-MARÍN**,
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO***,
RAMIRO SALAZAR****

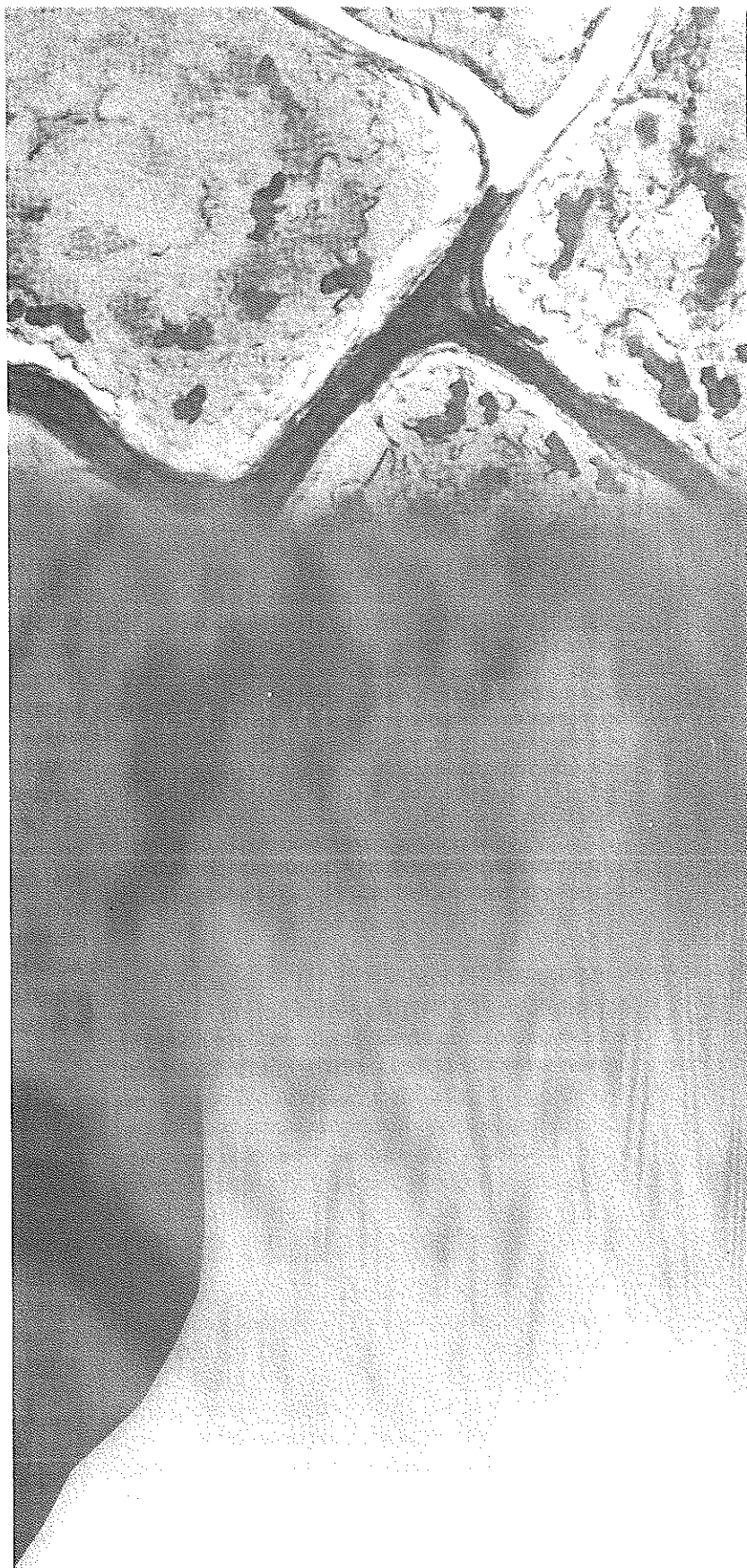
NUEVO ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL NO ISOTÉRMICO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

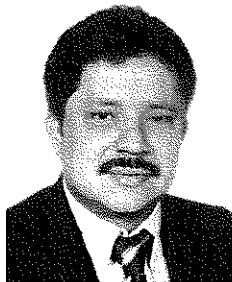
* *Ingeniero de Petróleos. Tesis de grado para optar al título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: nicolas@uis.edu.co*

** *MSc. en Ingeniería química, UIS. E-mail: mphiidro3@uis.edu.co*

*** *MSc. En Ingeniería Química, UIS. E-mail: mphiidro1@uis.edu.co*

**** *PhD. En Ingeniería Química, UIS. E-mail: rsalazar@uis.edu.co*





Nicolás Santos Santos

Resumen

En este trabajo se discute el cálculo del gradiente composicional no-isotérmico y se plantea un método de solución alternativo al sistema altamente no lineal de ecuaciones que describen este fenómeno. El algoritmo propuesto muestra un excelente comportamiento numérico mejorando, en ciertas ocasiones, la exactitud de los cálculos

realizados. De igual forma se presenta una ecuación propia que permite determinar en una forma consistente la entropía de gas ideal para los pseudo componentes obtenidos en la caracterización de la fracción pesada. Esta ecuación está basada en el principio termodinámico de los estados correspondientes de dos parámetros, con el metano como fluido de referencia. Por último, se muestra un caso en el que se analiza la sensibilidad del gradiente composicional a la variación del gradiente térmico a través de la columna de fluido de un yacimiento.

Introducción

La búsqueda de algoritmos alternativos y metodologías matemáticas para el cálculo del gradiente composicional no-isotérmico está en todo su apogeo [1]. La realización de tales cálculos es fundamental para desarrollar con mayor certidumbre el pronóstico de la cantidad de petróleo *in situ* de un yacimiento y el diseño de esquemas de producción acorde con los fluidos presentes. Actualmente los hidrocarburos extraídos de los yacimientos del Piedemonte Llanero Colombiano representan alrededor del 80% de la producción total del país. Estos fluidos se han convertido en un desafío para las técnicas de modelamiento tradicionales debido a la gama de composiciones y condiciones que exhiben. La mayoría de ellos se encuentran en condiciones críticas, dándose la presencia de importantes gradientes composicionales a lo largo de las columnas de los yacimientos.

El objetivo de esta investigación es buscar algoritmos alternativos que permitan realizar en una forma sistemática y con mayor exactitud el cálculo del gradiente composicional no isotérmico en yacimientos de petróleo.

Antecedentes

La solución del sistema de ecuaciones que describen el *gradiente composicional isotérmico* ha sido abordado por varios investigadores [2-4]. Sin embargo, la búsqueda de estrategias de modelamiento del *gradiente composicional No-Isotérmico* está hoy en día en pleno auge [1]. 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 [5]. Se debería decir que el efecto térmico puede llegar a tener el mismo orden de magnitud que el efecto gravitacional [6].

Quizás el primer intento realizado para llevar a cabo el modelamiento del gradiente composicional No-Isotérmico fue el de Belery y Da Silva [7]; 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 si una extensión del trabajo pionero de Dougherty y Drickamer [8]. Los resultados obtenidos no fueron muy exactos.

Bedrikovetsky [9] presentó una discusión extensa acerca del tratamiento matemático formal del gradiente composicional, incluyendo

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

los efectos gravitacional y térmico, utilizando termodinámica irreversible. Sin embargo, debido a la ausencia de la información necesaria sobre los coeficientes de difusión térmica, los cuales generalmente sólo se obtienen para mezclas sencillas y a condiciones físicas ordinarias, el autor propuso modelos simplificados.

A pesar que los estudios experimentales sobre termodifusión se han realizado por mas de un siglo, aún los datos confiables están limitados a mezclas binarias en condiciones de baja presión [10]. Bedrikovetsky [9] y Balint [11] desarrollaron 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 y de poca variación, 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 y las condiciones físicas de interés [12].

Esquema tradicional de cálculo del gradiente composicional

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. Como se dijo anteriormente, Bedricovetsky [9] desarrolló la siguiente formulación para tener en cuentas estos efectos.

NC ecuaciones (una por cada componente):

$$i = 1, 2, \dots, NC$$

Una ecuación de restricción dada tradicionalmente por,

$$F_{NC+1} = 1 - \sum_{i=1}^{NC} Y_i \quad (2)$$

Donde Y_i se conoce como «número-mol del componente i», tal y como fue definida originalmente por Michelsen [3].

Las ecuaciones (1) y (2) forman un sistema de (NC + 1) ecuaciones en (NC + 1) incógnitas (Presión y la fracción molar de cada componente a la profundidad (h) de cálculo). La temperatura se conoce a cualquier profundidad a partir del gradiente térmico reportado para el yacimiento (normalmente se considera el gradiente térmico como constante a lo largo de todo el yacimiento).

Esquema numérico planteado

En la presente investigación se ha planteado modificar el sistema numérico formado por las ecuaciones (1) y (2). En sí, buscando mayor estabilidad numérica en la zona de transición gas-aceite, se modificó la ecuación (2), reemplazándola por una ecuación alternativa, pero implícita en composición. Los estudios preliminares realizados en el cálculo de envolventes de fase [13] y del gradiente composicional isotérmico [14] han mostrado que la utilización de ecuaciones de restricción implícitas en composición, en vez del método tradicional explícito (ecuación 2), conlleva a una mayor estabilidad numérica («suavidad») en

cercanías a zonas de transición críticas. Fundamentados en estos hallazgos se ha optado por desarrollar y probar un esquema de cálculo del gradiente composicional no isotérmico e investigar su comportamiento en las zonas de transición críticas e hiper-críticas de las columnas de fluido.

La ecuación (2) fue reemplazada en esta investigación por;

$$F_{NC+1} = P - \sum_{i=1}^{NC} \frac{\bar{f}_i * \text{Exp}\left(\frac{c_i}{R} \left(\frac{P}{T} - \frac{P^0}{T^0}\right)\right)}{\Phi_i^{\text{EDE}}(Y)} \quad (3)$$

$$\bar{f}_i = f_i^{0,\text{EDE}} * \text{Exp}\left(-\frac{M_i g(h - h^0) + \bar{S}_i(T - T^0)}{RT}\right) \quad (4)$$

Donde $f_i^{0,\text{EDE}}$ es la fugacidad del componente i obtenida de la ecuación de estado (EDE) a la profundidad de referencia (h^0), $\Phi_i^{\text{EDE}}(Y)$ es el coeficiente de fugacidad del componente i calculado de la ecuación de estado a la profundidad de interés (h), M_i es el peso molecular del componente i , \bar{S}_i es la entropía molar parcial del componente i , g es la aceleración de la gravedad y R la constante universal de los gases.

Las ecuaciones (1) y (3) forman, de nuevo, un sistema de $(NC+1)$ ecuaciones en $(NC+1)$ incógnitas (Presión y la fracción molar de cada componente a la profundidad (h) de cálculo). Como se expresó anteriormente, la temperatura se conoce a cualquier profundidad a partir del gradiente térmico reportado para el yacimiento (normalmente se considera el gradiente térmico como constante a lo largo de todo el yacimiento).

Para resolver el sistema de ecuaciones planteado (ecuaciones (1) y (3)) se utilizó un esquema numérico de *sustitución sucesiva acelerada* para iterar las composiciones mediante las NC ecuaciones (1); y el *método Newton* para iterar la presión mediante la utilización de la ecuación de restricción planteada en esta investigación

(ecuación (3)). Este esquema numérico se conoce como *SSA/Newton*. La combinación de Sustitución Sucesiva y método Newton es utilizado ampliamente en la industria del petróleo [12, 15].

El método alternativo consiste, entonces, en no utilizar la ecuación (2) sino la ecuación alternativa (3), la cual es implícita en composición. Esta variación y un esquema de solución numérica sencillo como el *SSA/Newton* permiten el cálculo del gradiente composicional No-Isotérmico de fluidos de yacimiento.

El algoritmo diseñado es del tipo secuencial, esto implica que la solución hallada a una profundidad dada de la columna, se utiliza en forma directa como supuesto inicial para localizar la solución a la profundidad siguiente. Utilizando esta metodología se puede llevar a cabo el trazado completo de todo el gradiente de la columna de fluido. Se notó que el algoritmo atraviesa sin ninguna dificultad la zona de transición gas-líquido. Siempre requirió substancialmente muchas menos iteraciones *SSA/Newton* (reducciones hasta del 70% en el número de iteraciones), que cuando se utilizó el esquema tradicional con su respectiva ecuación de restricción (ecuación(2)).

Efecto térmico y entropía de gas ideal para fracciones del petróleo

En la ecuación (1) aparece el término $\frac{\partial \mu_i}{\partial T}$ el cual es igual a $-\bar{S}_i$, 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.

Las ecuaciones de estado, tal como la de Peng-Robinson, sólo permiten calcular lo que se conoce como discrepancia de entropía, que no es más que la diferencia entre la entropía molar parcial del componente, a las condiciones de cálculo, y la entropía del mismo componente en su estado puro y a condiciones de gas ideal

$(\bar{S}_i - S_i^0)$, por tanto, para determinar la entropía molar parcial es necesario conocer el valor de la entropía del gas ideal para cada componente en su estado puro. Para componentes discretos tales como CH_4 , C_2H_6 , etc. estos valores se encuentran tabulados en Petroleum Refining. Sin embargo, queda el problema de determinar la entropía del gas ideal para la fracción pesada y los pseudo componentes procedentes de la caracterización de dicha fracción. Por tal motivo, durante la presente investigación se ha desarrollado una ecuación propia basada en «el principio termodinámico de estados correspondientes de dos parámetros» (el principio de estados correspondientes de dos parámetros se refiere, rigurosamente, a condiciones reducidas T_{ri} y P_{ri} usando, P_{ci} T_{ci} . Cuando se utiliza ω_i se denomina de tres parámetros). Aquí hemos utilizado la terminología de «principio de estados correspondientes de dos parámetros» debido a que la presión para definir el estado de gas ideal es constante (atmosférica). Utilizando MW_i y ω_i (peso molecular y factor acéntrico de cada pseudo componente) y el CH_4 (metano) como un componente de referencia, se obtuvo la siguiente correlación que permite determinar

la entropía molar de gas ideal de cada pseudo componente.

Para un pseudo componente dado, el procedimiento es, entonces, primero calcular los términos P_i y I_i mediante las ecuaciones (5) y (6); con la ayuda de (7) y las constantes reportadas se calcula la entropía del metano (componente de referencia) a la temperatura, T_i de cálculo. Por último, se calcula la entropía de gas ideal del pseudo componente a partir de la ecuación (8).

Es importante aclarar que los datos de MW_i y ω_i se obtienen a partir del ajuste a priori de la ecuación de estado a datos experimentales, el cual es obligatorio para un modelamiento más acertado del comportamiento de fases de los fluidos de yacimiento. En otras palabras, no se requiere de hacer ningún tipo de experimento ó ajuste adicional al anteriormente mencionado.

Resultados preliminares

En la Tabla 1 se lleva a cabo la comparación entre los resultados obtenidos por Montel-Gouel (los cuales son semejantes a los de Pádua [12] y aquellos logrados con la metodología planteada.

$$P_i = \frac{0.8406083}{1 - 0.082599646 * \text{Exp}(-4.0869999 * \omega_i)} \quad (5)$$

$$I_i = \frac{1.1302739 * 10^9 - 61998509 * MW_i}{1 + 9052781.3 * MW_i + 342.58088 * MW_i^2} \quad (6)$$

$$S_{\text{metano}}^0 = A * \ln T - B * T + C * T^2 - D * T^3 + E * T^4 - .339779 \quad (7)$$

Donde:

$$A = 2.393594; B = 4.436014 * 10^{-3}; C = 8.61033 * 10^{-6}$$

$$D = 4.97054 * 10^{-9}; E = 10.68710625 * 10^{-13}$$

$$S_{\text{pseudo-componente}}^0 = P_{\text{pseudo-componente}} * S_{\text{metano}}^0 + I_{\text{pseudo-componente}} \quad (8)$$

TABLA 1 - Validación de los datos de Montel-Gouel (SPE 14410)

Δh (metros)	Concentración Molar (fracción)						
	0	+17			-25		
Componente	Referencia	Observado	Montel-Gouel	Este Trabajo	Observado	Montel-Gouel	Este Trabajo
N ₂	0.0064	0.0087	0.0065	0.0067	0.0054	0.0062	0.0054
CO ₂	0.287	0.0277	0.0286	0.0284	0.0275	0.0289	0.0289
C ₁	0.6314	0.6831	0.6426	0.6535	0.5720	0.6143	0.5370
C ₂	0.0962	0.0952	0.0969	0.0975	0.0953	0.0948	0.0858
C ₃	0.0592	0.0577	0.0593	0.0593	0.0633	0.0586	0.0537
C ₄	0.0286	0.0275	0.0286	0.02820	0.0324	0.0286	0.0267
C ₅	0.0167	0.0145	0.0165	0.0162	0.0201	0.0167	0.0160
C ₆	0.0201	0.0150	0.0197	0.0187	0.0251	0.0209	0.0224
C ₇	0.0199	0.0136	0.0193	0.0181	0.0250	0.0211	0.0241
C ₈	0.0156	0.0094	0.0153	0.0140	0.0198	0.0168	0.0193
C ₉	0.0095	0.0088	0.0091	0.0084	0.0161	0.0102	0.0124
C ₁₀	0.0064	0.0045	0.0060	0.0056	0.0078	0.0068	0.0086
C ₁₁	0.0613	0.0344	0.0551	0.0451	0.9020	0.0762	0.1598

Donde $\Delta h = h - h^0$ (en metros). La columna rotulada como +17, por ejemplo, se refiere a la composición determinada a una profundidad de 17 metros por encima de la profundidad de referencia (h^0), haciéndose, a dicha profundidad, una comparación de la composición arrojada con los diferentes métodos utilizados (*Este Trabajo, Montel-Gouel (Pádua) y observado experimentalmente*). Es fácil observar que los resultados de este trabajo son iguales ó superiores a los resultados obtenidos por Montel - Gouel (ó Pádua). Es importante analizar lo que sucede con la fracción pesada C_{11} , ya que se muestra una importante desviación de la metodología de Montel y Gouel, sobretodo a (-25 m). La metodología planteada, aunque mejora un poco la situación, de todas formas también muestra una desviación apreciable. Lo anterior se debe, en parte, a las dificultades que se presentan para la caracterización apropiada de estas fracciones pesadas.

Como se expresó anteriormente, el efecto del gradiente térmico sobre el gradiente composicional es tan importante como el mismo efecto gravitacional. En la Figura 1 se presenta la sensibilidad del gradiente composicional del fluido de Montel-Gouel [2] a la presencia de pequeños y moderados gradientes térmicos a través de la columna de fluido.

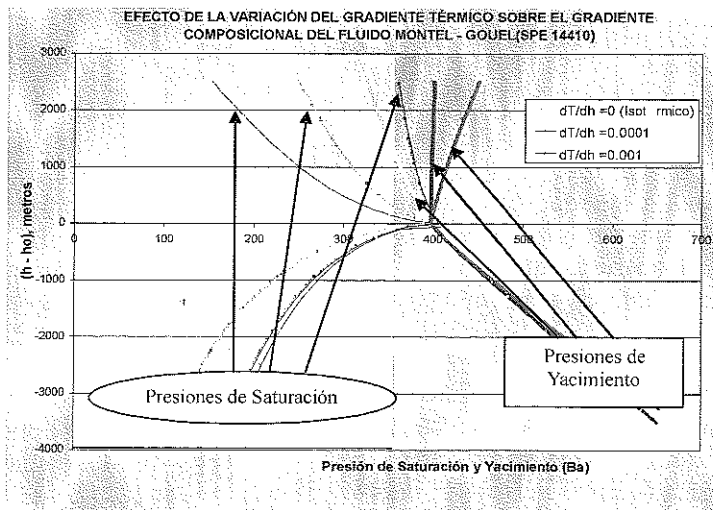


Figura 1. Sensibilidad de la Presión de Saturación y Presión de Yacimiento del a variaciones en el gradiente térmico (fluido Montel-Gouel).

Claramente se aprecia la importancia de tener en cuenta el gradiente térmico en la estrategia de modelamiento de la variación de composición con profundidad a lo largo de la columna de fluido. Al variarse la magnitud del gradiente térmico por valores relativamente pequeños, las curvas de presión de saturación y presión de yacimiento van adoptando formas diferentes, mostrando una fuerte sensibilidad a dichos gradientes. Desafortunadamente, Montel y Gouel [2] no reportan datos de presión de saturación y/o presión de yacimiento experimentales, para propósitos de comparación. El no tener en cuenta los gradientes térmicos puede provocar errores muy significativos en los cálculos de reservas *in-situ*, lo cual afecta la elección de las estrategias de producción para la optimización del recobro de los fluidos.

CONCLUSIONES

1. El esquema de cálculo del gradiente composicional No-Isotérmico planteado en esta investigación arroja resultados tan buenos o mejores que los esquemas tradicionales de modelamiento. Este esquema, tipo secuencial, permite la determinación del gradiente composicional de una manera sencilla; pasando sin ninguna dificultad la zona de transición gas aceite. Además requiere de un número mucho menor de iteraciones Newton que cuando se utiliza el esquema tradicional.
2. Se desarrolló una correlación que permite calcular la entropía de gas ideal para pseudo-componentes procedentes de la caracterización de la fracción pesada.
3. El gradiente composicional puede ser muy sensible a pequeñas variaciones en el gradiente térmico existente a lo largo de la columna del yacimiento.

Referencias

- 1 Balint, V. et al. Thermogravitational Separation of Multicomponent Mixtures in Deposits of URSS and Hungary. Paper presented at the 1990 International Conference on Development and Gas-Condensate Fields, Sec. 6, Fundamentals and Research Investigations, Krasnodar.
- 2 Bedrikovetsky, P. Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery. Kluwer Academic Publishers, London 1993.
- 3 Belery, P. And Da Silva, F. V. Gravity and Thermal Diffusion in Hydrocarbon Reservoirs". Paper presented at the Third Chalk Research Program, June 11-12, Copenhagen 81990).
- 4 Cañas-Marín, W. A. 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 (2001).
- 5 Chaback, J. J. Discussion of Treatment of Variations of Composition with Depth in Gas-Condensate Reservoirs. SPE Reservoir Eng. 7, 157 (1992).
- 6 Dougherty, Jr. And Drickamer, H. G. Thermal Diffusion and Molecular Motion in Liquids. J.Phys. Chem, 59, 443 (1955).
- 7 Faissat, B. Fundamentals Statements about Thermal Diffusion for a Multicomponent Mixture in a Porous Medium. Fluid Phase Equilibria 1994.
- 8 Firoozabadi, A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs, McGraw-Hill, 1999.
- 9 Haase, R. Thermodynamics of Irreversible Processes, Addison-Wesley Reading, UK 1969.
- 10 Montel, F. And Gouel, P. L. Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column. Paper SPE 14410 presented of the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25.
- 11 Ortiz-Cancino, O. P. Cañas-Marín, W. A. Santos, N. Román, S. P. Salazar, R. Esquema Numérico Alternativo para la determinación del gradiente composicional isotérmico. Revista FUENTES: El Reventón Petrolero, 2 (1), Primer Semestre 2002.
- 12 Osorio, R. Taller: Modelamiento Composicional de Fluidos. Bogotá, mayo 9-11 (2001).
- 13 Pádua, K. G. O. Nonisothermal Gravitational Equilibrium Model SPE Reservoir Eval. And Eng. 2 (2), April 1999.
- 14 Shulte, A.M. Compositional Variations within a Hydrocarbon Column due to Gravity. Paper SPE 9235 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 21-24.
- 15 Whitson, C. And Belery, P. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs. Paper 28000 August 1994.

AUTOR:

NICOLAS SANTOS SANTOS

nicolas@uis.edu.co

Ingeniero de Petróleos, Especialista en Ingeniería de Gas y candidato a Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, UIS. Docente de la UIS en el área de Ingeniería de Gas y Producción. Director del Grupo de Investigación «Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos», el cual adelanta investigaciones tendientes a mejorar el recobro de los yacimientos de aceite volátil y gas condensado ubicados en el piedemonte llanero colombiano, mediante la cofinanciación de COLCIENCIAS y ECOPETROL – ICP.