

Adaptación de Modelos para Estimar la Viscosidad de Mezclas Multicomponentes de algunos Crudos Pesados Colombianos

Adaptation of Models for Estimating Viscosity in Multicomponent Mixtures with Colombian Heavy Crude

Lina Maria Orozco Chinome¹, Rolando Barrera Zapata^{2*}

Resumen

Se presentan dos nuevas correlaciones para el cálculo de la viscosidad de mezclas de crudos pesados colombianos con diluyentes. Una de las correlaciones corresponde al modelo de Parkash modificado, que predice con errores inferiores al 0,5% la viscosidad medida en campo para mezclas de crudos entre 15 y 18 API y una fracción de diluyentes (% p/p en la mezcla entre 1,8 y 8,8) de densidad API entre 40 y 64. La segunda correlación corresponde a una relación lineal obtenida a partir de regresión de variables como API, índice y volumen de la mezcla, y que representa los datos de campo con un coeficiente de correlación (R^2) de 0,95. Ambas correlaciones se validaron con datos de campo diferentes a los utilizados en la estimación de los modelos y pueden ser fácilmente implementadas para cálculos y estimaciones en campo presentando predicciones iguales o superiores a otras correlaciones existentes para el cálculo de viscosidad de mezclas. La metodología utilizada para establecer los nuevos modelos puede ser fácilmente implementada para deducir o adaptar correlaciones que permitan estimar diferentes propiedades de interés en mezclas de crudos colombianos con diluyentes a partir de datos disponibles en campo.

Palabras clave: crudos pesados, viscosidad, mezclas, análisis multivariado

Abstract:

Two new correlations for calculating the viscosity in mixtures of heavy Colombian crude with diluents are presented. The first one represents a modified Parkash model and predicts with errors lower than 0.5% the viscosity measured for mixtures including crudes between 15 and 18 API and diluents (with a fraction in the mixture between 1.8 and 8.8 % w / w) of API gravity between 40 and 64. The second correlation is obtained from a linear regression of variables such as API, index and volume of the mixture, and represents the field data with a correlation coefficient (R^2) of 0.95. Both correlations were validated with field data different to those used in the estimation of the models. In addition, the proposed models can be easily implemented for field calculations and estimate the viscosity of mixtures with equal or higher accuracy than other existing correlations. The methodology used to establish the new models can be easily implemented to derive or adapt correlations to estimate different properties of interest in Colombian crude mixtures with diluents.

Keywords: heavy crudes, viscosity, mixtures, multivariate analyses

¹ Ingeniera Química, Universidad Industrial de Santander (UIS), Cra. 27 Calle 9, Bucaramanga-Colombia.

² Doctor en Ingeniería, Universidad de Antioquia (UdeA), Facultad de Ingeniería, Calle 67 No. 53-108, Medellín-Colombia.

* Autor de correspondencia: rolando@udea.edu.co, rolando.barrera@gmail.com, tel: (4) 2198564

1. Introducción

Sin lugar a duda la exploración, explotación y producción de crudos pesados y extra pesados es el auge de los estudios en la industria petrolera, producto de la acelerada declinación en la producción de crudos livianos y el poco éxito en el hallazgo reciente de nuevos yacimientos que almacenen cantidades considerables de crudo con baja gravedad API. Dadas las condiciones físico-químicas de crudos pesados (aumento de viscosidad y disminución de la calidad API), se hace difícil su recolección en pozos de producción así como su tratamiento y transporte hacia refinerías y exportación. En consecuencia, los estudios se centran en la creación e implementación de nuevas tecnologías y alternativas que permitan facilitar los procesos de transporte por oleoductos buscando mejorar la relación costo- beneficio para aprovechar la rentabilidad que ofrecen los crudos pesados y extrapesados (Cubides & Peña, 2009; Sutton & Bergman, 2012).

En Colombia, la industria del petróleo se está enfocando en la obtención y tratamiento de los crudos pesados o extrapesados de las diferentes regiones exploradas. Por ejemplo en los llanos orientales, se obtienen crudos de los campos de Rubiales, Castilla, Chichimene, Apiay, Suria, entre otros, los cuales llegan a la estación de bombeo de Apiay (EBA), en donde ocurren procesos de levantamiento del crudo por medio de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible, recolección, tratamiento y transporte a los diferentes puntos de manejo y producción. El 80% del crudo es exportado a diferentes partes del mundo y el 20% restante se destina para la producción de combustibles y productos petroquímicos utilizados en nuestro país (Ecopetrol, 2012; Orozco, 2011).

Uno de los principales problemas en la manipulación de los crudos pesados colombianos se da por su alto grado de viscosidad y bajo grado API, dificultando su transporte a las refinerías. Para ello se estudian nuevas alternativas y estrategias de solución que ayuden a evitar daños en tuberías y tanques, como calentamiento (con las consecuentes restricciones ambientales), o dilución en las diferentes etapas del proceso. Esta última alternativa se ha mejorado utilizando naftas como diluyentes, las cuales tienen un API que oscila entre 55 y 90, prefiriéndose aquellas entre el rango de 60 a 70 API mezcladas con crudos entre 8-15 API (crudos extrapesados) y 16-25 API (crudos pesados) (Navarro et al., 2004).

Para estimar parámetros como la viscosidad y la densidad de los crudos y sus mezclas con diluyentes, factores importantes en el tratamiento y transporte de crudo, se dispone en la literatura de diferentes métodos y modelos como Parkash, Refutas, Cragoe, entre otros, que en el caso de la viscosidad buscan predecir la disminución de la resistencia a fluir del crudo; mientras que para la densidad, modelos como Ermo y Booker buscan determinar el grado de encogimiento (Shrinkage) que sufre el crudo y el diluyente en la mezcla cuando las moléculas son acomodadas por el proceso (Martinez, 1967; Villamil, 2007). La Tabla 1 (Al-Besharah, 1989; Mehrotra, 1990; Wakabayashi, 1997; Samiere & Argillier, 2004; Mobil, 2011) resume los principales modelos reportados para la predicción de la viscosidad en las mezclas entre crudos y diluyentes. Los modelos pueden ofrecer mejores o peores predicciones dependiendo de las particularidades de las mezclas utilizadas en campo.

En busca de una adecuada contextualización de los modelos disponibles en la literatura a las particularidades y requerimientos propios en los campos colombianos, en este estudio se presenta la aplicación de herramientas estadísticas para el ajuste de modelos matemáticos para el cálculo de la viscosidad en mezclas multicomponentes de crudos pesados colombianos, basada en modelos preestablecidos y utilizando datos existentes de campo de la estación de bombeo de Apiay. Inicialmente se evalúan y comparan algunos modelos existentes para el cálculo de viscosidad de mezclas de crudos y posteriormente se adaptan nuevos modelos utilizando técnicas de análisis multivariado. Finalmente los modelos se validan con datos adicionales suministrados por la estación de bombeo.

2. Metodología

La información utilizada en esta investigación se obtuvo de la base de datos de la estación de bombeo de Apiay (EBA), proporcionada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), e incluyó datos diarios de propiedades como densidad y viscosidad de diferentes mezclas con 25 tipos de crudos y 11 diluyentes durante un periodo de nueve meses. Con esta información se evaluaron modelos para el cálculo de viscosidad de las mezclas (modelos de Cragoe, Maxwell, Refutas, Parkash, Wallace and Henry y Chevron II, Tabla 1), discriminando el mejor de ellos en cuanto a su capacidad para predecir esta propiedad en las mezclas estudiadas con el menor error en cuanto a la representación de los datos de campo (3-15%) y la mejor aproximación al valor promedio estándar de viscosidad (300 cSt). Posteriormente se propuso un ajuste estadístico para representar en mayor medida los datos de campo.

Tabla 1. Métodos más comunes para la predicción de viscosidad de mezclas

Entrada	Método (año de publicación)	Modelo	Parámetros o anotaciones
1	Arrhenius (1887)	$\ln \mu_m = \sum_{i=1}^n X_i \ln \mu_i$	n.a.
2	Bingham (1906)	$\mu_m^{-1} = \sum_{i=1}^n V_i \mu_i^{-1}$	n.a.
3	Kendall & Monroe (1917)	$\mu_m = \left(\sum_{i=1}^n X_i \mu_i^{1/3} \right)^3$	n.a.
4	Cragoe (1933)	$I_{Cr} = \sum_{i=1}^n W_i I_{Cr_i}$ $I_{Cr_i} = \frac{a \ln(b)}{\ln\left(\frac{\mu_i}{c}\right)}$	a = 1000 b = 20 c = 0,0005
5	Refutas Blend Index (1947)	$I_R = \sum_{i=1}^n W_i I_{R_i}$ $I_{R_i} = a * \ln \ln(V_i + b) + c$	a = 14,534 b = 0,8 c = 10,975
6	Maxwell Blend Index (1950)	$I_M = \sum_{i=1}^n V_i I_{M_i}$ $I_{M_i} = a * \ln \ln(V_i + b) + c$	a = -21,8373 b = 0,8 c = 59,58959
7	Chevron (I) (1971)	$I_{C(1)} = \sum_{i=1}^n V_i I_{C(1)_i}$ $I_{C(1)_i} = \sum_{i=1}^n V_i \left(\frac{a + b \ln V_i + c (\ln V_i)^2}{1 + d \ln V_i + e (\ln V_i)^2} \right)$	a = 0,1749 b = 0,2681 c = 0,0261 d = 0,4027 e = 0,0164
8	Chevron Método II (1971)	$I_{C(2)} = \sum_{i=1}^n V_i I_{C(2)_i}$ $I_{C(2)_i} = \frac{\ln(V_i)}{\ln(a + V_i)}$	a = 1000
9	Shu (1984)	$\ln \mu_m = k_1 \ln \mu_1 + k_2 \ln \mu_2$ $k_1 = \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2} \quad k_2 = 1 - k_1$ $\alpha = \frac{a (\rho_1 - \rho_2)^b \rho_1^c \rho_2^d}{\ln\left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)}$	Mezclas binarias a = 17,04 b = 0,5237 c = 3,2745 d = 1,6316 $\rho_1 > \rho_2$
10	Wallace & Henry (1987)	$I_{WH} = \sum_{i=1}^n W_i I_{WH_i}$ $I_{WH_i} = \frac{1}{\ln\left(\frac{\mu_i}{a}\right)}$	a = 0,01
11	Barufet & Setiadama (2003)	$\ln \mu_m = k_1 \ln \mu_1 + k_2 \ln \mu_2$ $k_1 = \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2} \quad k_2 = 1 - k_1$ $\alpha = a x_2^b$	Mezclas binarias a = 0,35242695 b = -0,71154 x2 = fracción molar del componente más liviano
12	Parkash (2003)	$I_p = \sum_{i=1}^n V_i I_{p_i}$ $I_{p_i} = a * \ln \ln (V_i + b) + c$	a = 376,38 b = 0,93425 c = -157,43

Con μ_i = viscosidad del componente i
 μ_m = viscosidad de la mezcla
 X_i = fracción molar del componente i
 V_i = volumen del componente i
 ICr, IR, IM, IC, IWH, IP = índices de Cragoe, Refutas, Maxwell, Chevron, Wallace-Henry y Parkash, respectivamente
 ρ_i = densidad del componente i
 W_i = fracción másica del componente i
 a, b, c, d, e = constantes propias (parámetros) particulares de cada modelo
 n.a. no aplica.

2.1. Selección de modelos

Con base en reportes de la literatura se seleccionaron los modelos con menor porcentaje de error con respecto a la estimación de la viscosidad y mayor flexibilidad en cuanto al rango en que manejan propiedades (Saniere & Argillier, 2004; Sutton & Bergman, 2012). Los modelos evaluados en este estudio fueron Cragoe, Refutas, Maxwell, Chevron II, Wallace and Henry y Parkash, Tabla 1.

2.2. Ajuste de Modelos a partir de análisis estadístico

Tomado como referencia la información disponible de campo, los mejores modelos para la representación de viscosidad se ajustaron usando técnicas de regresión lineal y no lineal con el software Microsoft Excel. Proponiéndose modelos ajustados que predicen con mayor precisión los datos de las estaciones de bombeo.

2.3. Nuevos modelos para predecir viscosidad en términos de variables medibles.

Con base en la información de datos de campo se realizaron análisis estadísticos buscando correlaciones estadísticamente aceptables que sean útiles para estimar la viscosidad de las mezclas en términos de variables medibles que las relacionan directamente. Aunque se utilizaron diferentes grupos de variables de acuerdo a los datos de campo disponibles, las mejores correlaciones se obtuvieron con la relación entre el volumen de la mezcla, la viscosidad, el API de la mezcla y el índice de la mezcla (relación adimensional que mide la variación del crudo con la temperatura (Ashcroft et al., 1992; Erno, 1994). Las regresiones se realizaron simultáneamente con el software Microsoft Excel y con el Software Statgraphics.

3. Resultados y Discusión

3.1. Comparación y ajuste de modelos de viscosidad

Se evaluaron en paralelo los promedios de las viscosidades medidas en las mezclas de campo y los modelos seleccionados, Figura 1, encontrándose que el modelo de Parkash presenta el menor porcentaje de error, Tabla 2.

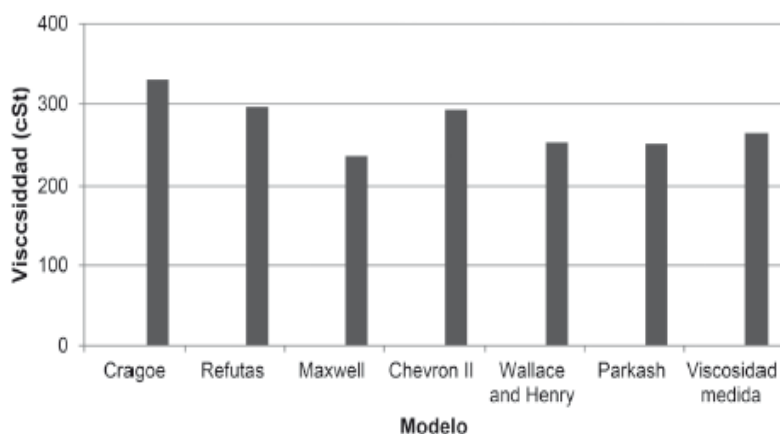


Figura 1. Comparación de viscosidad de mezclas utilizando modelos reportados en la literatura y datos de viscosidad medida en campo.

Tabla 2. Porcentaje de error estimado para las predicciones de los modelos de viscosidad con relación a la viscosidad medida en campo.

Modelo	Porcentaje de error
Cragoe	12%
Refutas	7%
Maxwell	4,5%
Chevron II	15%
Wallace and Henry	6%
Parkash	3%

Según la Figura 1 y la Tabla 2, el modelo más adecuado para representar la viscosidad de los crudos de campo en Apiay es el modelo de Parkash, por lo tanto este modelo se seleccionó y posteriormente se adaptó para mejorar el ajuste en el cálculo de la viscosidad en mezclas según los datos disponibles de campo. El ajuste se realizó con la herramienta Solver de Excel teniendo en cuenta los criterios: i) precisión del método (mínimo valor de la suma de los errores al cuadrado), ii) condiciones de frontera y iii) no existencia de máximos ni mínimos locales.

En el modelo de Parkash (Tabla 1) se tienen tres parámetros originales: $a = 376,38$; $b = 0,93425$ y $c = -157,43$. El algoritmo utilizado para su ajuste consistió en los siguientes pasos: i) evaluación de la ecuación de Parkash utilizando sus parámetros originales y datos de campo, ii) cálculo de la suma de los cuadrados de los errores, iii) modificación de los parámetros originales con la herramienta Solver de Excel minimizando el cuadrado de la suma de las diferencias entre datos del modelo y datos de campo y iv) verificación del cumplimiento de las condiciones descritas en el párrafo anterior.

El mejor modelo obtenido corresponde a un modelo de Parkash modificado, Ecuación 1, donde se eliminó uno de los parámetros de la ecuación original (entrada 12, Tabla 1) y que mejora sustancialmente la capacidad predictiva de la ecuación original de Parkash para representar los datos disponibles de campo según la comparación del cuadrado de los errores, Tabla 3

$$I_{P_{i(mod)}} = a * \ln \ln (V_i) + b \quad (1)$$

Con $a = 6573,28$; $b = -10917$

Tabla 3. Comparación de la suma de los cuadrados de los errores para la Ecuación de Parkash (entrada 12, Tabla 1) y la ecuación de Parkash modificada (Ecuación 1)

Suma del cuadrado de los errores	Ecuación de Parkash	Ecuación Parkash modificada
Error mínimo %	0,4	0,2
Error máximo %	3,58	0,38
Promedio errores %	1,41	0,14

Aún cuando la capacidad predictiva de la ecuación de Parkash se mejora sustancialmente para la descripción de los datos de campo, es importante considerar que el dominio de aplicación de la ecuación de Parkash modificada aquí propuesta se restringe a la naturaleza de datos utilizados. En la Tabla 4 se muestran las condiciones generales dentro de las cuales toma validez a ecuación propuesta (Ecuación 1):

Tabla 4. Condiciones para las cuales puede ser utilizada la adaptación del modelo de Parkash, Ecuación 1

Condición	Rango de valores
API diluyente	40-64
API de crudo	15-18
Porcentaje de diluyente (%)	1,8 -8,8

3.2. Modelo propuesto para el cálculo de la viscosidad:

Para efectos prácticos en Campo, es deseable una expresión que relacione adecuadamente la viscosidad de la mezcla con parámetros disponibles, por ejemplo volumen, API, y el índice de la mezcla, representando este la relación adimensional que mide la variación de un crudo con la temperatura (Ermo, 1994). Con los datos de la Tabla 5 (excepto su última entrada que se muestra como ejemplo de los datos utilizados en la validación de modelos) se realizó un ajuste multivariado en el software StatGraphics para proponer una expresión que relacione estas variables, los resultados del análisis se muestran en la Tabla 6.

Tabla 5. Ejemplo de datos de campo utilizados en el análisis multivariado (Orozco, 2011)

Viscosidad	Volumen	API	Índice de mezcla
254	1.080.256	18,3	166
289	1.042.321	17,8	172
265	1.068.058	18,4	158
253	1.096.074	18,5	164
234	1.149.614	18,6	166
249	1.169.631	18,4	165
258	1.192.126	18,2	177
218	1.219.352	18,7	170
252	1.068.589	18,4	168

Tabla 6. Resultados del ajuste lineal múltiple

Parámetro	Estimado	Error	Estadístico	P-Value
Constante	1726	273	6,32	0,0015
API	-70,12	13,236	-5,299	0,0032
Índice	-0,805	0,575717	-1,398	0,2209
Volumen	-4,6 x 10 ⁻⁵	5,4 x 10 ⁻⁵	-0,85	0,4337

R² = 0,95

R² (ajustado) = 0,9205

Error estándar de estimaciones = 5,52

Error medio absoluto = 3,37

Estadístico Durbin-Watson = 1,43 (P=0,0897)

La Tabla 6 muestra los resultados del ajuste de los datos de la Tabla 5. Los resultados del ajuste de la regresión lineal múltiple describe la viscosidad (variable dependiente) con los parámetros de mezcla API, índice y volumen (variables independientes). El modelo ajustado se muestra en la Ecuación 2:

$$\text{Viscosidad}_{mezcla} = a + b * \text{API}_{mezcla} + c * \text{Índice} + d * \text{Volumen}_{mezcla} \quad (2)$$

Con a = 1726,78; b = -70,1262; c = -0,805072; d = -4,60023 x 10⁻⁵

El valor de P comprueba que las variables son estadísticamente significativas para un nivel de confianza del 95%. Los estadísticos R² y error medio absoluto indican una adecuada correlación del modelo con los datos de campo. El relativo alto valor de P para la variable volumen supone que para un nivel de confianza superior, esta variable puede eliminarse de la expresión sin afectar de manera notoria el resultado en la predicción de la viscosidad, lo cual puede también inferirse por el relativo bajo valor del coeficiente estimado para esta variable. Una expresión alterna para el cálculo de la viscosidad de mezclas que resulta útil para predecir el valor de la viscosidad de la mezcla conociendo el API y el índice de la misma, se obtiene al repetir el análisis multivariado sin incluir la variable volumen, Ecuación (3)

$$\text{Viscosidad}_{mezcla} = a + b * \text{API}_{mezcla} + c * \text{Indice} \quad (3)$$

con a = 1898,33; b = -79,0109; c = -1,16314

3.3. Validación de los modelos

Para la validación de los modelos se tomaron datos representativos de campo diferentes a los utilizados en el análisis multivariado (por ejemplo la última entrada de la Tabla 5), se estimó el valor de la viscosidad con las ecuaciones propuestas y se evaluó el error medio en la comparación de los datos estimados y los datos de campo. A manera de ilustración, sustituyendo los datos de volumen, índice y API de mezcla de la última entrada de la Tabla 5 en la Ecuación 2, se tiene:

$$\text{Viscosidad}=1726,78 - 70,1262 * 18,43 - 0,805072 * 167,8 - 0,000046 * 1068589 = 249,449$$

Cuyo resultado muestra un error porcentual del 1,012% al compararlo con el dato de viscosidad medida en campo (252), es decir, el modelo es apto para el uso en la industria petrolera en el cálculo de la viscosidad en mezclas de crudos multicomponentes y bien podría implementarse en el campo donde se tomaron los datos o en otros que produzcan crudos o utilicen mezclas de propiedades similares.

4. Conclusiones

Se propusieron dos nuevos modelos para el cálculo de la densidad durante el proceso de mezcla de crudos pesados colombianos con diluyentes, con base en lineamientos teórico-prácticos soportados con datos de campo experimental de la estación de bombeo de Apiay (EBA) y aportes de los modelos mostrados en la literatura para el cálculo de estas variables. El modelo de Parkash resultó más adecuado para representar la viscosidad de los datos disponibles.

Con los modelos propuestos en este estudio se representan aceptablemente los datos de campo y podrían ser utilizados recurrentemente en el mismo campo o en otros que produzcan crudos o utilicen mezclas de propiedades similares.

Agradecimientos:

Los autores agradecen al ICP – Ecopetrol y a los ingenieros Flaminio Guarín Arenas y Cesar Augusto Chinchilla por el acompañamiento a LMC en su trabajo de grado.

5. Referencias Bibliográficas:

1. Al-Besharah J.M. 1989. The Effect of Blending on Selected Physical Properties of Crude Oils and Their Products. (Ph.D. Thesis), Birmingham, University of Aston. Sitio en internet disponible en: http://eprints.aston.ac.uk/9701/1/Al-Besharah%2C_Jasem_M_1989.pdf, consultado febrero de 2012.
2. Ashcroft S.J., Booker D.R., Turner J.C. 1992. Volumetric Behavior of Oil Mixtures of Crude Oils and Light Hydrocarbon, Journal of Institute of Energy, Vol. 65, p.p 31-136.
3. Cubides L.N., Peña P.J. 2009. Sensibilidad de las Variables Operacionales en el Transporte de Crudo Pesado, (trabajo de grado), Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander.
4. Ecopetrol. 2012. Sitio en internet disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/default.aspx>, consultado febrero de 2012.
5. Ermo, B. 1994. Equation Predicts Shrinkage of Heavy Oil/ Condensate Blend, Oil & Gas Journal, dec 5 1994. Sitio en internet disponible en: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-92/issue-49/in-this-issue/production/equation-predicts-shrinkage-of-heavy-oil-condensate-blend.html>, consultado febrero de 2012.
6. Martinez A. 1967. Transporte por Tubería. Revista de Obras Públicas, Vol. 115, tomo I (3021), p.p. 25-34. Sitio en internet disponible en: <http://ropdigital.cicc.es/>, consultado febrero de 2012.
7. Mehrotra, A. 1990. Modeling the Effects of Temperatura, Pressure, and Composition on the Viscosity of Crude Oil Mixtures. Industrial & Engineering Chemistry Research, Vo. 29, No. 7, p.p. 1574-1578.

8. Mobil 2011. Relación Viscosidad Temperatura, Principios Básicos de Lubricantes. Sitio en internet disponible en: <http://www.scribd.com/doc/7329828/15/Relacion-Viscosidad-Temperatura>, consultado febrero de 2012.
9. Navarro L., Álvarez M., Grosso J.L., Navarro U. 2004. Separación y Caracterización de Resinas y Asfáltenos Provenientes del Crudo Castilla. Evaluación de su Interacción Molecular. C.T.F. Cienc. Tecnol. Futuro. Vol. 2, No. 5, p.p. 53-67.
10. Orozco, L.M. 2011. Adaptación de Modelos de Mezclas Multicomponentes de Crudos Pesados Colombianos (trabajo de grado), Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander.
11. Saniere A.H., Argillier, J.F. 2004. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, p.p. 455-466.
12. Sutton R., Bergman D. 2012. Application of Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. SPE Production & Operation, Vol. 27, No. 1, p.p 106-124.
13. Villamil J. 2007. Aproximación a los Recursos Minero-Energéticos Nacionales y el Capital Extranjero en Colombia, Revista Gestión y Ambiente UNAL Bogotá. Vol. 10, No. 3, p.p. 61-72.
14. Wakabayashi T. 1997. Viscosity Correlation with Specific Gravity and Molecular Weight of Crude Oil Fractions. Fuel, Vol. 76, No. 11, p.p. 1049-1056.