

**NUEVA REGLA DE MEZCLADO PARA EL ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE UNA FORMULACIÓN SOBRE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EXTRAPESADO****NEW MIXING RULE FOR ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF A FORMULATION ON AN EXTRAHEAVY OIL CRUDE VISCOSITY**E.J. Suárez-Domínguez^{1,2*}, J.F. Perez-Sanchez³, A. Palacio-Perez², E. Izquierdo-Kulich⁴¹FADU. Universidad Autónoma de Tamaulipas. Centro Universitario Sur. Tampico, Tamaulipas. México.²Instituto y Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Circuito Interior S/N, Ciudad Universitaria, México, D.F.³División de Estudios de Posgrado e Investigación. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero. Ciudad Madero, Tamaulipas, México.⁴Departamento de Química-Física. Facultad de Química. Universidad de la Habana. La Habana, Cuba.

Recibido 25 de Agosto, 2017; Aceptado 25 de Septiembre, 2017

Resumen

En ocasiones, podemos encontrar algunos productos químicos que producen cambios en el crudo como son la reducción de viscosidad o modificaciones en la tensión superficial. En la actualidad, se emplean biodiesel y otros disolventes, en cantidades mínimas, para producir la estabilización de los compuestos pesados en el crudo como asfaltenos y resinas. Sin embargo, no es nada sencillo predecir los cambios que se producirán en la reducción de viscosidad. En este trabajo, se propone una regla de mezclado como un modelo nuevo para predecir dicho efecto cuando se añaden estas formulaciones en crudo extrapesado. El modelo se basa en la viscosidad de un sistema de sólidos suspendidos bajo la hipótesis que los asfaltenos están presentes como un grupo de este tipo de sólidos que se mueve a través del fluido en un sistema bifásico, pero de forma homogénea. Los resultados muestran una correlación del 95% hacia los datos experimentales. Esta nueva ecuación no solo es útil para crudos pesados, sino que es aplicable a fluidos ligeros y sistemas con sólidos suspendidos.

Palabras clave: regla de mezclado, predicción de viscosidad, estabilización de crudo pesado, aglomeración de asfaltenos, pruebas de flujo.

Abstract

Sometimes we can find some chemical products that produce changes in crude like viscosity reduction or surface tension modification. Nowadays, when added in minimal amounts, biodiesel with other organic solvents can produce the stabilization of asphaltenes and waxes. Nevertheless, is not always easy to predict the viscosity reduction effect. In this work, we propose a mixing rule to predict the viscosity reduction effect in extra-heavy crude when a viscosity reducing chemical formulation is incorporated. Theoretical model is made based on the viscosity of a suspended solids system. We start with the hypothesis that asphaltenes are present as a group of solids that moves through the fluid in a two-phase flow system, but in a homogeneous way. Analysis of results shows a 95% relationship between experimental data and theoretical model. This novel equation is useful for heavy crude oil, but also light fluids and suspended solids systems.

Keywords: mixing rule, viscosity prediction, heavy crude stabilization, asphaltene agglomeration, flow test.

1 Introducción

El petróleo está formado por una mezcla compleja de hidrocarburos, los cuales, de acuerdo con su grupo funcional, se clasifican como Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (Bissada y col., 2016). Se ha observado experimentalmente que los crudos de

altamente viscosos presentan una fracción apreciable de asfaltenos y parafinas, por lo que se han llevado estudios para explicar este comportamiento y proponer procedimientos fisicoquímicos para reducir la viscosidad (Santos y col., 2017; Taborda y col., 2017). La viscosidad es una propiedad importante para predecir el movimiento de un líquido en cualquier tipo de flujo incluyendo el medio poroso (Valdés-Parada y col., 2014).

* Autor para la correspondencia. E-mail: edgardo.suarez@uat.edu.mx
doi: 10.24275/10.24275/uam/izt/dcbi/revmexingquim/2018v17n1/Suarez
issn-e: 2395-8472

En cuando al crudo, uno de sus componentes: los asfaltenos, se identifican como la fracción del petróleo crudo soluble en tolueno o benceno e insolubles en n-heptano y n-pentano. Su estructura molecular está conformada por anillos aromáticos enlazados con cadenas alquílicas, cicloalcanos, y compuestos heterocíclicos que poseen átomos de nitrógeno, oxígeno, azufre y, eventualmente, elementos metálicos (Atta y col., 2017; Espinat y col., 2017). Son moléculas polares que se atraen entre sí para formar agregados (Rogel y col., 2016), por lo que los crudos con una alta concentración de asfaltenos se consideran en este trabajo como sistemas coloidales, los cuales, cuando son transportados y pierden su estabilidad, provocan numerosos problemas operacionales debido a la precipitación y deposición de partículas de asfaltenos en las paredes de los tubos. Este enfoque también permite explicar la alta viscosidad de estos fluidos si se toma en cuenta que la viscosidad de los sistemas dispersos se incrementa significativamente con la fracción en volumen de la fase dispersa.

Existen dos procedimientos básicos para disminuir la viscosidad de los crudos pesados: el primero consiste en incrementar la temperatura del crudo (Ilyn y col., 2016), lo que causa una disminución de esta propiedad en el medio de dispersión. El segundo se basa en añadir productos químicos (reductores de viscosidad o mejoradores de flujo) los cuales interactúan con los asfaltenos disminuyendo la fracción de estos que se encuentran formando agregados, procedimiento tiene la ventaja adicional de disminuir las incrustaciones de asfaltenos sobre las paredes de los tubos (Tumanyan y col., 2014).

A partir de la consideración de las expresiones teóricas que describen el comportamiento de la viscosidad de los líquidos en función de la temperatura y la viscosidad de los sistemas coloidales en función de la fracción en volumen de la fase dispersa, se desarrolló un modelo matemático para describir la viscosidad de los crudos en función de la temperatura y la concentración de un reductor de viscosidad que consiste en una mezcla de biodiesel y disolventes. El modelo propuesto fue ajustado a partir del comportamiento reológico experimental del crudo y utilizado para predecir el comportamiento de las pérdidas de presión en un circuito de flujo.

1.1 Fundamento teórico

El desarrollo de una teoría física que permita expresar la viscosidad en función de la estructura molecular de los líquidos constituye, en la actualidad, una cuestión

aún en desarrollo debido a la complejidad asociada al movimiento y transporte de estos fluidos. Tumanyan y col. (2014), consideraron que en un líquido puro las moléculas se encuentran confinadas en una región espacial de la que, para escapar, necesitan vencer una barrera energética y una vez que lo logran, los espacios vacantes son ocupados por otras moléculas de capas adyacentes. De esta manera en un líquido en reposo las capas moleculares se encuentran inmersas en un proceso de reorganización continua, sin embargo, deben considerarse las posibles desestabilizaciones causadas por los componentes presentes, por ejemplo, los asfaltenos en los crudos (Perez-Prado y col., 2013) pero que puede estabilizarse con productos químicos reductores de viscosidad. A partir de esta suposición proponen que la viscosidad de un líquido puro puede ser estimada a partir de la correlación (Poling y col., 2001):

$$\mu = \frac{Nh}{V} \exp\left(\frac{3.8T_b}{T}\right) \quad (1)$$

donde h es la constante de Planck, N el número de Avogrado, V el volumen de una mol de líquido y T_b es el punto de ebullición normal.

La situación se torna aún más compleja cuando se trata de una mezcla de líquidos, debido a las interacciones moleculares que ocurren entre los diferentes compuestos. Por esta razón las ecuaciones que se emplean para estimar la viscosidad de las mezclas tienen una base fundamentalmente empírica. Entre las más utilizadas se encuentra la ley logarítmica (Poling y col., 2001):

$$\ln \mu_m = \sum_i y_i \ln \mu_i \quad (2)$$

donde μ_i es viscosidad del componente i en Pa·s y y_i representa su fracción molar. En el caso particular de las mezclas de hidrocarburos se pueden emplear diversas reglas de mezclado (Centeno y col., 2011), aunque ya desde principios del siglo XX existían relaciones de viscosidad de sólidos dispersos en líquidos, entre las que se encuentra la correlación de Kendall y Monroe, (1917):

$$(\mu_m)^{\frac{1}{3}} = \sum_i y_i (\mu_i)^{\frac{1}{3}} \quad (3)$$

Como el petróleo es una mezcla de una cantidad apreciable de hidrocarburos de diferentes estructuras moleculares, la viscosidad se suele determinar experimentalmente. Sin embargo, se pueden usar correlaciones semejantes a las anteriores para estimar la viscosidad de una mezcla de crudos o del crudo y

un mejorador de flujo, siempre y cuando la ecuación empleada sea ajustada experimentalmente.

Por otro lado, para el caso de los sistemas coloidales se ha establecido, teórica y experimentalmente, que la viscosidad se incrementa con la fracción en volumen de la fase dispersa (Manrique y col., 2014). Así, en el caso de una suspensión esta se puede estimar por la relación (Shewan y Stokes, 2015):

$$\begin{aligned} \mu_s &= \mu_l(1 + 2.5v_s) \\ v_s &< 0.05 \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \mu_s &= \mu_l \exp\left(\frac{5}{2} \frac{v_s}{1 - \frac{v_s}{h}}\right) \\ h &\in [0.52, 0.54] \\ v_s &> 0.05 \end{aligned} \quad (5)$$

Mientras que en el caso de las emulsiones:

$$\mu_e = \mu_l(1 + v_s) \quad (6)$$

donde μ_s es la viscosidad de la suspensión, μ_e es la viscosidad de la emulsión, μ_l es la viscosidad del medio de dispersión y v_s es la fracción en volumen de la fase dispersa.

1.2 Desarrollo del modelo

Para obtener un modelo que permita predecir el efecto de la temperatura y la concentración de un mejorador de flujo sobre la viscosidad del crudo, se toma como primera suposición que el mejorador presenta una estructura molecular polar, de tal manera que se establece una interacción entre este y las moléculas de asfaltenos que se encuentran formando agregados moleculares, provocando la disociación de estos últimos. Es importante señalar que para este caso no se está suponiendo una simple dilución, si no que existe una interacción molecular, que como resultado disminuye la fracción en volumen de la fase dispersa, con la consiguiente disminución de la viscosidad. La obtención de una concentración máxima del mejorador, a partir de la cual no se ejerce un efecto apreciable sobre la viscosidad, puede ser una evidencia de que este es un probable mecanismo fisicoquímico que explica la acción de las formulaciones reductoras de viscosidad.

Tomando en cuenta que la fracción en volumen ϕ de los asfaltenos que se encuentran en la fase dispersa debe disminuir de forma no lineal con la fracción en volumen x del mejorador de flujo se supone:

$$1 + \phi = a - bx^n \quad (7)$$

donde a , b y n dependen de las estructuras e interacciones moleculares que se establecen entre los asfaltenos y el reductor de viscosidad, así como de la composición del crudo. Sustituyendo la ec. (7) en la ec. (6), donde $v_s = \phi$, se obtiene:

$$\mu_s = \mu_l(a - bx^n) \quad (8)$$

Tomando en cuenta el efecto de la temperatura sobre la viscosidad, descrito a través de la ec. (1), para un pequeño intervalo de temperatura, es posible establecer la aproximación:

$$\exp\left(\frac{B}{T}\right) \cong 1 + \frac{B}{T} \quad (9)$$

sustituyendo apropiadamente, se llega a la siguiente expresión:

$$\mu = \left(\eta + \frac{k}{T}\right)(a - bx^n) \quad (10)$$

donde los parámetros η , k , a , b y n se determinan a partir de los resultados experimentales, aplicando técnicas estadísticas de regresión no lineal.

La ec. (10) es un modelo matemático que puede utilizarse como regla de mezclado para estimar el comportamiento de la viscosidad del crudo con respecto a la concentración de una formulación reductora de viscosidad tomando en consideración, además, el efecto de la temperatura.

1.2.1 Determinación de los parámetros del modelo de mezclado a partir de los datos experimentales

Como se infiere de lo planteado en la sección anterior, la idea básica que se toma como punto de inicial para obtener la regla de mezclado propuesta, consiste en suponer que el efecto reductor de viscosidad que se logra con algunas formulaciones se debe a una disminución del volumen de la fase dispersa de los asfaltenos como resultado de la interacción intermolecular entre los agregados y el mejorador. La validación experimental de este modelo se basa en comprobar si este puede ser ajustado a los resultados experimentales observados, esperando obtener un coeficiente elevado de correlación.

2 Parte experimental

Para realizar la comprobación teórica, se tomó como base el comportamiento experimental de la viscosidad

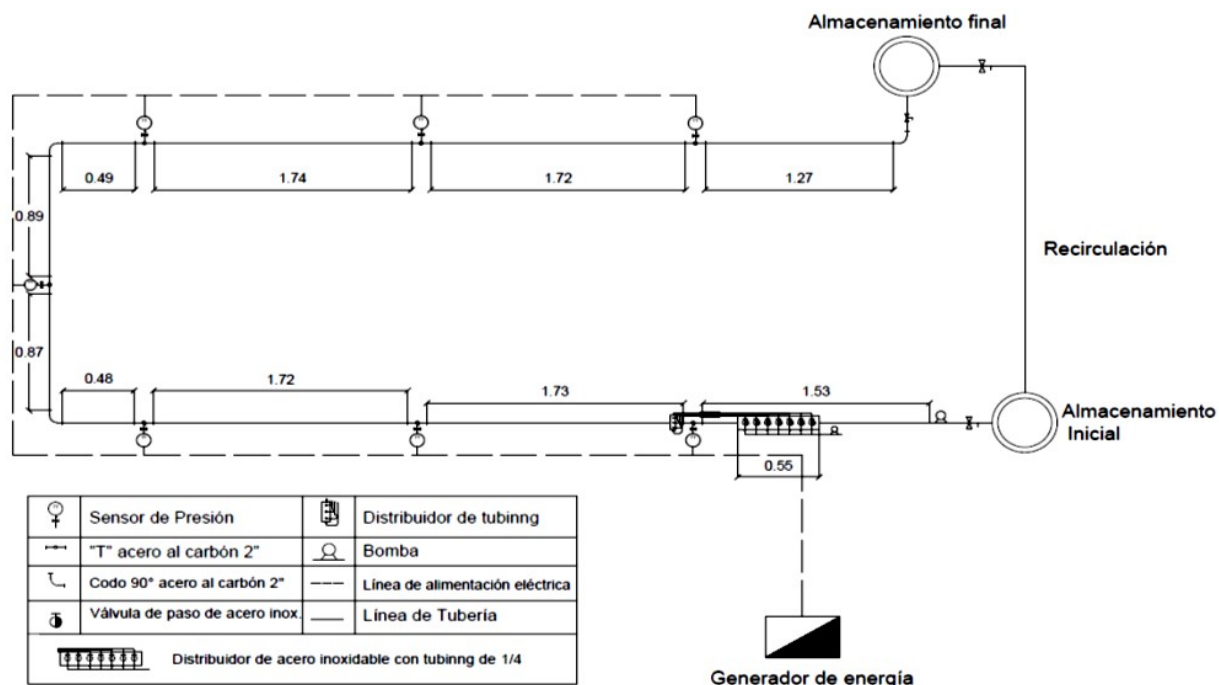


Fig. 1. Esquema del circuito de pruebas para medir el comportamiento de la presión con respecto a la longitud equivalente, para diferentes temperaturas y concentración del mejorador.

(determinada con un viscosímetro Brookfield) de un crudo con densidad igual a $940 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ proveniente de la zona norte de México, en mezcla homogénea con una formulación a base de biodiesel y disolventes orgánicos que lograra producir el efecto de reducción de la viscosidad con respecto a la temperatura T ($^{\circ}\text{C}$) y la concentración x del mejorador. Las mezclas fueron preparadas en un intervalo de concentraciones entre 0.0 y 0.4% v/v del mejorador, con incrementos iniciales de 0.01% hasta obtener 0.05% y a partir de este valor los incrementos se variaron en 0.05% para obtener el valor final de 0.4%, dando un total de 12 experimentos. Las pruebas de flujo se realizaron en un sistema de tuberías de 2 pulgadas de diámetro con aproximadamente 12.5 m de longitud total, en el cual las caídas de presión fueron monitoreadas por 7 sensores distribuidos en puntos estratégicos (Figura 1). Posteriormente se utilizaron los resultados experimentales para suministrar los datos al modelo y predecir la viscosidad teórica por mezclado, así como la caída de presión en el sistema experimental.

3 Resultados y discusión

La Figura 2, muestra la viscosidad experimental del crudo en función de la temperatura para diferentes fracciones volumétricas del mejorador dosificadas y mezcladas homogéneamente.

Los parámetros del modelo fueron calculados mediante ajuste estadístico de estos datos experimentales utilizando el método de Marquardt de regresión no lineal con un 95% de confianza, obteniéndose como resultado:

$$\mu = \left(-5.774 + \frac{785.804}{T} \right) (5.613 - 19.607x^{0.865}) \quad [cP] \quad (11)$$

Con un valor R^2 de 99.198% y un error absoluto medio de 2.3290. Este dato como puede visualizarse correlaciona correctamente con el crudo utilizado, y será necesario en un trabajo futuro evaluarlo con otros crudos. En la Figura 3 se muestran los valores predichos de viscosidad contrapuestos con los observados y en la Figura 4 se muestran los valores experimentales nuevamente contrapuestos con los valores predichos por el modelo, considerando

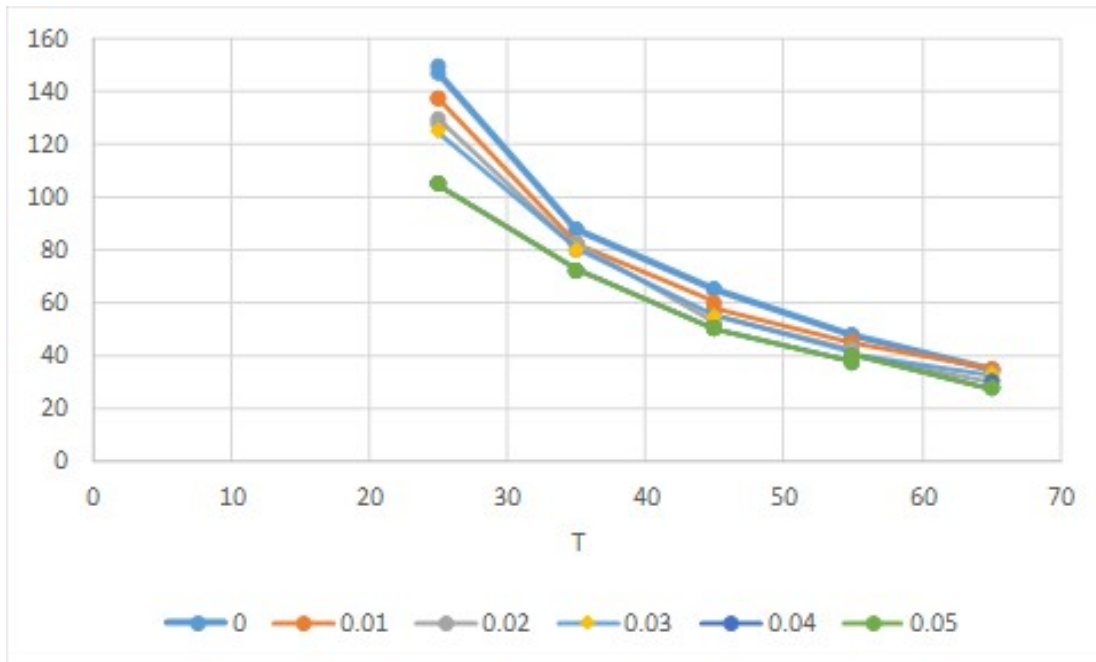


Fig. 2. Comportamiento experimental de la viscosidad del crudo [cP] con respecto a la temperatura T [°C] para una fracción en volumen del mejorador igual a 0, 0.01, 0.02, 0.03, 0.04 y 0.05.

Gráfica de u

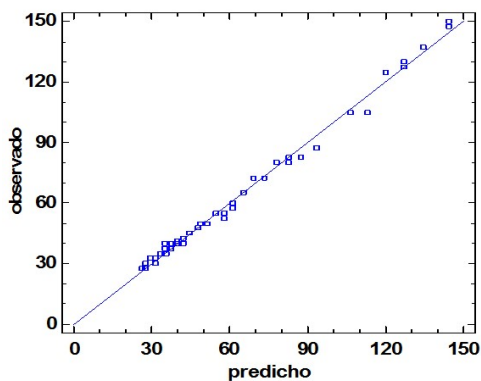


Fig. 3. Resultados experimentales de la viscosidad μ [cP] vs los valores predichos por el modelo.

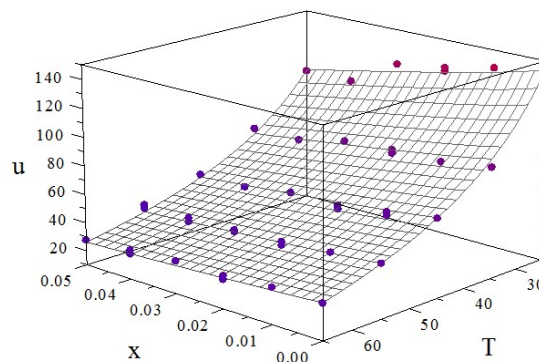


Fig. 4. Comportamiento de la viscosidad μ [cP] con respecto a la temperatura T [°C] y la concentración de la formulación utilizada x [%v/v].

las variables de temperatura y concentración del mejorador. De los resultados obtenidos se presupone que la hipótesis sugerida es aceptada, misma que se relaciona con el mecanismo de acción molecular del mejorador de flujo para el caso analizado.

En esta última figura; la malla es el resultado predicho por el modelo, los puntos (●) representan el resultado experimental. Es posible visualizar un claro

decremento de la viscosidad conforme se incrementa la dosificación de la formulación utilizada lo cual también es posible por incremento de la temperatura.

3.1 Determinación del efecto de la temperatura y la concentración del mejorador de flujo sobre la caída de presión en un circuito de prueba

Para determinar el efecto de la temperatura y la concentración del mejorador de flujo sobre las pérdidas de presión en el sistema de transporte de flujo que se muestra en la Figura 1 y cuyas características se presentan en la Tabla 1, se realizaron experimentos de laboratorio a partir de la medición de viscosidad de las muestras por triplicado con respecto a la temperatura sin y con dosificación del producto, utilizando el crudo analizado en la sección anterior, donde la fracción en volumen del reductor de viscosidad y los parámetros de operación establecidos en cada corrida se muestran en la Tabla 2. La presión se midió en diferentes puntos del circuito con un manómetro digital. El comportamiento experimental de la presión con respecto a la longitud equivalente se comparó con el comportamiento predicho teóricamente de acuerdo con la ecuación:

$$P = P_0 - \Delta P \quad (12)$$

$$\Delta P = f \frac{L}{D} \rho \frac{v^2}{2}$$

donde P_0 es la presión en la entrada [Pa], P es la presión [Pa] para un valor de longitud equivalente igual a L [m], D es el diámetro del tubo [m], ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad volumétrica del flujo [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$] y f es el factor de fricción, el cual depende del número de Reynolds Re :

$$Re = \frac{v\rho D}{\mu} \quad (13)$$

y que se determina bajo los criterios:

$$f = \left(\frac{1}{-2 \log_{10} \left[\frac{\varepsilon}{3.7D} + \left(\frac{6.81}{Re} \right)^{0.9} \right]} \right)^2, \quad \text{si } Re > 2300$$

$$f = \frac{64}{Re}, \quad \text{si } Re < 2300 \quad (14)$$

donde ε es la rugosidad [m] de la pared del tubo. Para cada temperatura y fracción en volumen del mejorador se estimó la viscosidad haciendo uso de la ec. (11).

En la Figura 5 se muestra el comportamiento de la presión con respecto a la longitud equivalente observado experimentalmente y calculado teóricamente a partir de la regla de mezclado propuesta.

Tabla 1. Características del crudo utilizado para la experimentación.

Parámetro	Valor
Densidad [kg/m^3]	940
Viscosidad [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]	$\mu = 10^{-3} \times \left(-5.774 + \frac{785.804}{T} \right) \times (5.613 - 19.607x^{0.865})$

Tabla 2. Parámetros de operación y propiedades del fluido para el sistema de pruebas (Fig. 1).

Experimento	x [%]	T [°C]	P_0 [Pa]	v [m/s]
1	0	26.5	160057.285	0.00110456
2	0.05	27.5	156274.792	0.00110828
3	0.1	28	152531.715	0.00116156
4	0.15	23.5	156137.939	0.00089399
5	0.2	27.5	146514.991	0.00101476
6	0.25	30.5	148961.695	0.0011451
7	0.35	34	148097.836	0.00117191
8	0.4	35	139926.07	0.0011766

En todos los casos, el error relativo fue menor que 1.4%, lo que puede indicar que la regla de mezclado propuesta es apropiada para describir el efecto de la concentración del mejorador y la temperatura sobre las pérdidas de presión.

Así, el modelo aquí propuesto permite estimar la viscosidad que la mezcla de crudo y otro fluido miscible de menor viscosidad, comportamiento de suma importancia para el diseño de operaciones para el control de mezclas de crudo (Sánchez y col., 2004). Además, los sistemas de producción bifásicos también requieren este análisis (Suárez y col., 2016) ya que el conocimiento del valor de la viscosidad del fluido que se transporta es un parámetro obligatorio siempre que se estime la caída de presión que puede ocurrir en un sistema de transporte. Por otro lado, en campo, es común realizar la dosificación de reductores de viscosidad a los crudos y reducir la caída de presión por pérdidas debidas a la fricción en tubería.

Conclusiones

En el presente trabajo, fue posible obtener una nueva regla de mezclado que permite predecir la viscosidad de una mezcla de crudo pesado y una formulación reductora de viscosidad, bajo la premisa de que esta propiedad del fluido se debe a la dispersión de la fracción pesada y que se correlaciona con datos experimentales de caída de presión obtenidos en un sistema de pruebas cuyas variables de operación son

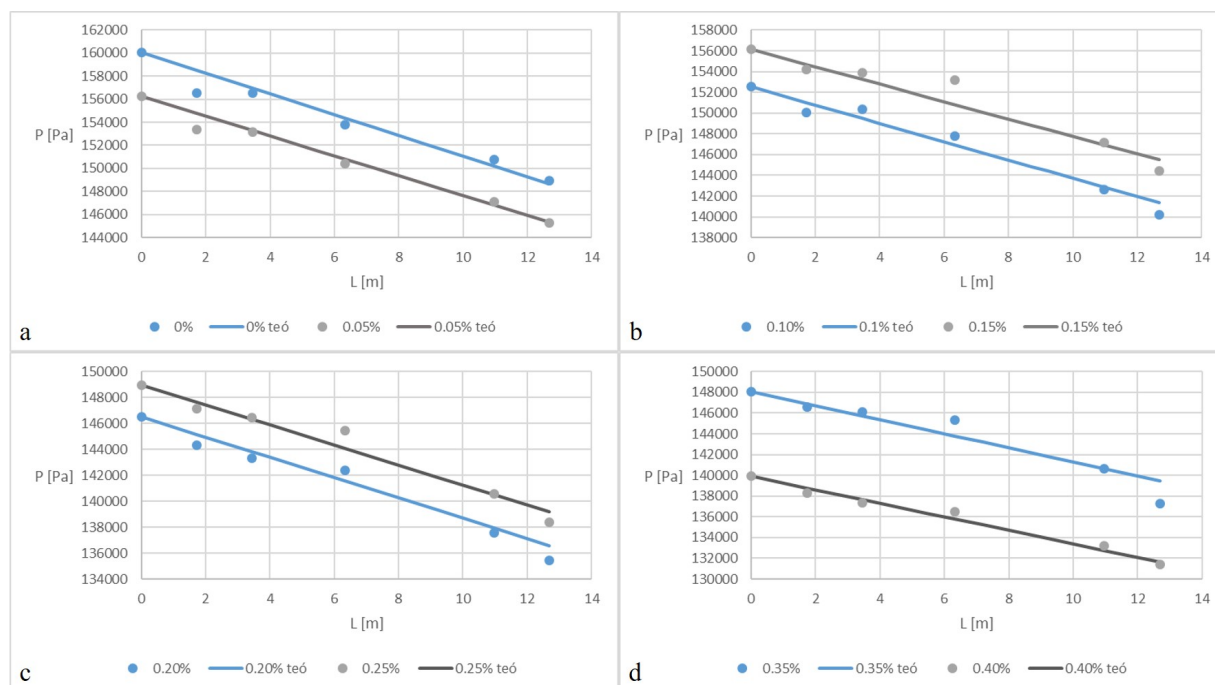


Fig. 5. Comportamiento de la presión experimental (puntos) y la presión estimada teóricamente (línea) para diferentes concentraciones de la formulación: 0 y 0.05 (a), 0.1 y 0.15 (b), 0.2 y 0.25 (c) y 0.35 y 0.40 (d).

la temperatura, la longitud y la concentración del mejorador.

Es necesario en un trabajo futuro ampliar el estudio con otros crudos de la región y desarrollar pruebas de caídas de presión con ductos de mayor diámetro y longitud, para demostrar la validez del modelo propuesto respecto a las posibles condiciones de operación y diseños de los sistemas reales.

Nomenclatura

h	constante de Planck
N	número de Avogrado
T_b	punto de ebullición normal, K
y_i	fracción molar del componente i
v_s	fracción en volumen de la fase dispersa
a, b, k y n	parámetros de ajuste de acuerdo con datos experimentales de viscosidad
x	fracción de mejorador dosificado a crudo
P	presión final en un tubo, Pa
P_0	presión inicial en un tubo, Pa
D	diámetro del tubo, m
f	factor de fricción

L	longitud del tubo, m
Re	número de Reynolds
	velocidad del líquido en tubo, $m \cdot s^{-1}$
V	velocidad de hidrólisis, g DQO $L^{-1} d^{-1}$

Símbolos griegos

μ	viscosidad, Pa·s
μ_m	viscosidad de una mezcla, Pa·s
μ_s	viscosidad de una suspensión, Pa·s
μ_l	viscosidad de un líquido puro usado en suspensión, Pa·s
μ_e	viscosidad de una emulsión, Pa·s
ϕ	fracción en volumen de fase dispersa de acuerdo con nuevo modelo
η	parámetro de ajuste estadístico de acuerdo con técnica de regresión no lineal
ΔP	caída de presión en un ducto, Pa
ρ	densidad del líquido que se transporta en tubo, $kg \cdot m^{-3}$

Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo de Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología para el desarrollo de esta investigación a través del fondo SENER-CONACYT

Hidrocarburos, bajo el proyecto número 166923.

Referencias

- Atta, A. M., Ezzat, A. O., Abdullah, M. M., y Hashem, A. I., (2017). Effect of different families of hydrophobic anions of imadazolium ionic liquids on asphaltene dispersants in heavy crude oil. *Energy & Oils 31*, 8045-8053.
- Bissada, K. A., Tan, J., Szymczyk, E., Darnell, M. y Mei, M., (2016). Group-type characterization of crude oil and bitumen. Part I: Enhanced separation and quantification of saturates, aromatics, resins and asphaltenes (SARA). *Organic Geochemistry 95*, 21-28.
- Centeno, G., Sánchez-Reyna, G., Ancheyta, J., Muñoz, J. A., y Cardona, N., (2011). Testing various mixing rules for calculation of viscosity of petroleum blends. *Fuel 90*, 3561-3570.
- Espinat, D., Gaulier, F., Norrant, F., Barbier, J., Guichard, B., Rivallan, M., y Levitz, P., (2017). Characterization of asphaltenes in solution and inside the pores of catalysts by ¹H NMR relaxometry. *Energy & Fuels 31*, 7382-7395.
- Ilyin, S., Arinina, M., Polyakova, M., Bondarenko, G., Konstantinov, I., Kulichikhin, V., y Malkin, A., (2016). Asphaltenes in heavy crude oil: Designation, precipitation, solutions, and effects on viscosity. *Journal of Petroleum Science and Engineering 147*, 211-217.
- Kendall, J., y Monroe, K. P., (1917). The viscosity of liquids. II. The viscosity-composition curve for ideal liquid mixtures. *Journal of the American Chemical Society 39*, 1787-1802.
- Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., Aye, N., Kiani, M., North, W., y Muniz, G. (2014). Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.
- Perez-Prado, J. R., Seoane-Lopez, S., Fernandez-Feal, M. C., y Fernandez-Feal, M. L. (2013). Storage stability of the diesel for heating according to its density, kinematic viscosity and distillation features. *Revista Mexicana de Ingeniería Química 12*, 639-647.
- Poling, B. E., Prausnitz, J. M., y O'connell, J. P., (2001). *The Properties of Gases and Liquids* (Vol. 5). Mcgraw-hill, New York.
- Rogel, E., Ovalles, C., Vien, J., y Moir, M., (2016). Asphaltene characterization of paraffinic crude oils. *Fuel 178*, 71-76.
- Sánchez, A., Campos, N., y Morales, A. (2004). Design of an optimizing control strategy for crude oil blending operations. *Revista Mexicana de Ingeniería Química 3*, 153-159.
- Santos, I. C. V. M., Oliveira, P. F., y Mansur, C. R. E., (2017). Factors that affect crude oil viscosity and techniques to reduce it: a review. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas 11*, 115-130.
- Shewan, H. M., y Stokes, J. R., (2015). Analytically predicting the viscosity of hard sphere suspensions from the particle size distribution. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics 222*, 72-81.
- Suárez, E. J., Solorio, F., Chávez, A. E., Izquierdo, E., Rodríguez, A., y Palacio, A. (2016). Effect of a viscosity reducer in a liquid-liquid flow: ii unsteady state annular model in a pipeline. *Revista Mexicana de Ingeniería Química 15*, 903-911.
- Taborda, E. A., Franco, C. A., Ruiz, M. A., Alvarado, V., y Cortés, F. B., (2017). Experimental and theoretical study of viscosity reduction in heavy crude oils by addition of nanoparticles. *Energy & Fuels 31*, 1329-1338.
- Tumanyan, B. P., Petrukhina, N. N., y Scherbakov, P. Y., (2014). Rheology of high-viscosity asphaltic crude in the presence of bioadditives. *Oil & Gas Technologies 90*, 11-15.
- Valdés-Parada, F. J., Aguilar-Madera, C. G., Ochoa-Tapia, J. A., y Goyeau, B. (2013). Velocity and stress jump conditions between a porous medium and a fluid. *Advances in Water Resources 62*, 327-339.