

Desemulsificación de petróleo crudo con soluciones de tensoactivo

Demulsification of crude oil with surfactant solution

Francisco Daniel Ramírez Apodaca¹, Erich Martínez Martín¹, Leonardo Acosta Martínez¹

¹Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC), La Habana, Cuba

Correo electrónico: erich@instec.cu

Este documento posee una licencia Creative Commons Reconocimiento/No Comercial 4.0 Internacional 

Recibido: 20 de junio de 2018 Aprobado: 29 de noviembre de 2018

Resumen

Los sistemas de tuberías (oleoductos) son vías eficientes para el transporte de petróleo crudo. Existen a nivel mundial millones de kilómetros instalados, en explotación. Un gran número de crudos presentan comportamientos reológicos que dificultan su trasiego en estado natural, de ahí la necesidad de estudiar técnicas que permitan mejorar la fluidez de los mismos. Las emulsiones del petróleo con soluciones de tensoactivo resultan eficientes y económicamente viables cuando se elaboran de acuerdo con parámetros que optimizan su uso. La aplicación de esta técnica exige la estabilidad de las emulsiones durante el período de bombeo y su completa separación después de transportado el crudo. En el presente trabajo fueron emulsionados dos ejemplares de petróleo crudo, utilizando el surfactante no iónico Tritón X-100 como agente emulsionante. Fueron analizados como factores experimentales: el contenido de oil, la concentración de tensoactivo y la velocidad de agitación, como variable de respuesta, rectora del proceso de separación del crudo, la estabilidad de la emulsión. Los resultados experimentales permiten identificar los factores que mayor influencia presentan sobre la variable de respuesta y además permiten cuantificar la eficiencia de deshidratación por el método mecánico.

Palabras claves: emulsión, estabilidad, fluidez, soluciones de tensoactivo, deshidratación

Abstract

Piping systems (pipelines) are efficient and safe for transporting crude oil. Millions of kilometers of them have been installed and are in operation all over the world. A large amount of crude oil exhibits rheological behavior that impedes the transfer in nature; hence, the need to study techniques for improving the fluidity of the crude. Emulsions of oil with surfactant solutions are efficient and economically viable when processed using parameters that optimize their use. The application of this technique requires stability of the emulsions during the pumping period and their complete separation after transporting the crude. In this paper, two substances were used in the continuous phase: transmission oil and gross Cuban crude. In this paper two types of crude oil were emulsified. In both of them cases was used the non-ionic surfactant Triton X-100 as an emulsifying agent. Were analyzed as experimental factors: content of oil, surfactant concentration and agitation speed. Was studied as answer variable the emulsion stability. The experimental results allow to identify the factors that have most influence on the response variable and they quantify the efficiency of dehydration by the mechanical method.

Key words: emulsion, stability, fluidity, surfactant solutions, dehydration

INTRODUCCIÓN

El transporte de los crudos pesados (densidad menor a 20 API) [1] y extrapesado (incluyendo el bitumen) por sistemas de tuberías constituye actualmente uno de los principales problemas de la industria energética cubana debido a sus elevados valores de viscosidad. La dilución con disolventes orgánicos o aceites más ligeros, el uso de mejoradores de flujo, reducción de arrastre mediante aditivos y el calentamiento son algunos de los tratamientos utilizados en aras de mejorar su fluidez [2, 3].

La mezcla del crudo (O) con el agua (W), constituye una forma más económica para el trasiego del crudo pesado y extrapesado por el oleoducto, por su bajo costo y presentar menor viscosidad. La dificultad de esta tecnología radica en que el agua y el petróleo son sustancias químicamente inmiscibles, por lo que al unirse forman una emulsión (figura 1).

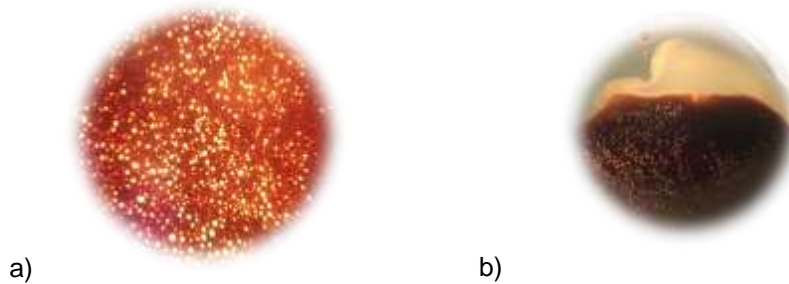


Fig. 1. Emulsión W/O al 30 % de solución de tensoactivo: a) emulsión inicial, b) emulsión luego de transcurrido un tiempo de 300 s

Las emulsiones por lo general son sistemas inestables, cuya estabilidad depende de agentes emulsionantes o tensoactivos. Los tensoactivos, también llamados surfactantes son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases. Dentro de ellos, los no-iónicos son los más utilizados en la industria petrolera por ser relativamente baratos, no variar sus efectos producto a la salinidad y ser biodegradables [4, 5].

El trabajo con la tecnología de emulsiones se divide en tres etapas fundamentales: emulsificación del crudo, transporte del crudo emulsionado y deshidratación (proceso mediante el cual se separa el agua asociada al crudo). El contenido de agua en la deshidratación debe ser inferior al 2 % para aplicaciones industriales posteriores [3, 5, 6].

La deshidratación del petróleo, como proceso, puede realizarse de disímiles maneras: mecánico, químico, térmico y eléctrico; dependiendo del tipo de crudo y de la disponibilidad de los recursos. El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Ejemplo de ellos son los separadores bi y trifásicos verticales y horizontales [4, 5].

A continuación, se presentan investigaciones que se han venido desarrollando sobre el tema de emulsificación de petróleo crudo, principalmente en los procesos de trasiego y deshidratación:

Díaz y Falcón [7], realiza un estudio de las emulsiones de crudo cubano y sus características, obtienen experimentalmente las curvas de flujo en viscosímetros rotacionales para este. Se analizan variables como el pH y la temperatura. No se realizan análisis de estabilidad de la emulsión, la cual está muy relacionada con la deshidratación.

Hasan y Ghannam [2], elaboran un modelo para describir el comportamiento reológico del petróleo crudo canadiense a partir de la aplicación de diferentes métodos como: incremento de la temperatura, emulsificación del crudo con agente tensoactivo Tritón X-100, adición de diluentes y la mezcla con crudos más ligeros. Para la elaboración de la emulsión solo se utilizaron dos valores de concentración de tensoactivo y contenido de crudo. No se estudiaron otros factores como el tiempo y la velocidad de agitación.

Rodríguez y Falcón [8], analizan el comportamiento de emulsiones del tipo O/W con emulsionante EM-10 producto de pirolisis a partir de variables como: esfuerzos cortantes, gradientes de velocidad y viscosidad aparente. Este trabajo se limita al estudio de emulsiones del tipo O/W, no se trabaja con emulsiones del tipo W/O, las cuales pudieran ser más eficientes para las aplicaciones petroleras.

El objetivo de la presente investigación es estudiar la estabilidad de las emulsiones y la eficiencia del proceso de deshidratación del petróleo crudo medio y pesado utilizando un separador horizontal (liquido-liquido).

MATERIALES Y MÉTODOS

En el trabajo experimental fueron utilizados dos ejemplares de petróleo crudo, adquiridos en la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas, perteneciente a la unión Cuba Petróleo (Cupet). La tabla 1 muestra las principales propiedades termofísicas de los fluidos de trabajo significativas para el trabajo experimental. El crudo A clasifica como petróleo crudo medio poco viscoso, mientras el crudo B resulta pesado de elevada viscosidad [1, 6].

Tabla 1. Principales propiedades de los crudos medio (A) y pesado (B)

Propiedades	UM	Crudo A	Crudo B
Densidad 25 °C	API	20,4	11,0
Viscosidad 25 °C	cSt	13,3	344,1
Agua por destilación	%	0,7	1,3

Para la elaboración de las emulsiones se utilizó el tensoactivo no-iónico Tritón X-100, que posee la fórmula química $C_{33}H_{60}O_{10}$ [9-14]. Para el emulsionado se utilizó un agitador estándar modelo MR-25 con hélice de tres palas [2, 12]. El recipiente utilizado durante la agitación tiene un volumen máximo de 5 L. En todos los casos se prepararon emulsiones del tipo W/O (agua en petróleo) al 30 % de fase dispersa [15] en aras de considerar un margen de error para la elaboración de la emulsión a escala industrial, el cual se añadió lentamente [2, 12].

El diseño de experimento fue desarrollado a partir del software StatGraphics XV – CENTURION. Los factores experimentales analizados fueron: contenido de oil (crudo) (50 % - 80 %) [11, 12], concentración de tensoactivo (0,3 % - 2,5 %) [10, 14], velocidad de agitación (1 000 rpm – 2 500 rpm) [10, 14] y tiempo de agitación (60-180 s). La variable respuesta estudiada: estabilidad de emulsión (%) como variable rectora del proceso de desemulsificación.

El trabajo experimental se organizó en dos bloques, utilizando ambos crudos. En el primero fueron elaboradas 10 muestras con el crudo A, analizando la influencia de los factores experimentales en la variable de respuesta. La tabla 2 muestra las combinaciones de factores experimentales propuestas por el software.

Tabla 2. Diseño de experimento para el crudo A

Muestra	Contenido de oil (%)	Concentración tensoactivo (%)	Velocidad agitación (rpm)	Tiempo agitación (s)	Estabilidad emulsión (%)
1	50	2,5	1 000	180	61
2	80	2,5	2 500	180	100
3	80	0,3	2 500	60	80
4	65	1,4	1 750	120	88
5	65	1,4	1 750	120	87
6	50	2,5	2 500	60	73
7	80	2,5	1 000	60	75
8	50	0,3	1 000	60	29
9	80	0,3	1 000	180	84
10	50	0,3	2 500	180	36

En el segundo bloque se elaboraron solo 5 muestras, utilizando el crudo B. En este caso fue establecido un tiempo de agitación fijo de 120 segundos, en aras obtener mayor claridad en los resultados experimentales. Lo que permitió identificar los factores que mayor influencia presentan sobre la estabilidad de la emulsión como variables respuesta (tabla 3).

Tabla 3. Diseño de experimento para el crudo B

Muestra	Contenido de oil (%)	Concentración tensoactivo (%)	Velocidad agitación (rpm)	Estabilidad emulsión (%)
1	80	2,5	2 500	100
2	80	0,3	1 000	60
3	50	0,3	2 500	46
4	50	2,5	1 000	50
5	65	1,4	1 750	48

La estabilidad de la emulsión fue obtenida a partir de la ecuación 1 [10, 12, 14, 16]. Para ello se utilizaron recipientes de volumen total 50 mL, donde las muestras permanecieron en reposo hasta su total separación [17, 18]. El valor de estabilidad seleccionado para el análisis experimental (tabla 2 y 3), corresponde al estado de la emulsión después de transcurrida una hora de su elaboración.

$$\text{Estabilidad de emulsión} = \left(1 - \frac{\text{agua separada, mL}}{\text{agua total en la mezcla, mL}}\right) * 100 \quad (1)$$

Para el estudio del proceso de desemeulsificación del petróleo crudo bajo condiciones de separación dinámica fue empleado un separador horizontal bifásico (líquido-líquido). El separador fue diseñado de vidrio y posee las siguientes dimensiones: 0,33 m de largo y un diámetro de 0,045 m. Además, consta de dos extracciones (C y D), en el nivel inferior del extremo final y en un punto por encima del eje medio horizontal al final del separador respectivamente (figura 3).



Fig. 3. Separador horizontal bifásico (líquido-líquido)

En aras de cuantificar la efectividad del proceso de separación dinámica se define la variable *eficiencia* como la relación entre el volumen de fase dispersa y el volumen de oil separado, y los volúmenes brutos extraídos del separador (ecuación 2).

$$\text{eficiencia} = \frac{xQ_c + yQ_d}{Q_c + Q_d} \quad (2)$$

Donde x es la fracción de solución separada en el separador, y la fracción de crudo, mientras que Q_c y Q_d son los caudales extraídos por C y D respectivamente. Para la determinación de estos caudales se fijó un volumen de 200 ml y se determinó el tiempo de llenado (ecuación 3).

$$Q = \frac{\text{volumen}}{\text{Tiempo}}, \quad (m^3/s). \quad (3)$$

RESULTADOS

A continuación se evalúan los principales factores experimentales (contenido de oil, concentración de tensoactivo, velocidad de agitación y tiempo de agitación [2, 9-12, 16, 17, 19-21]) a los cuales obedece la variable de respuesta (estabilidad de la emulsión), variando el rango y las combinaciones de estos. Además, se presentan gráficos de eficiencia global del proceso de separación en función del caudal (Q), empleando un separador horizontal bifásico.

La figura 4 muestra la influencia de los factores experimentales sobre la estabilidad de las emulsiones, para el crudo A (a) y el crudo B (b).

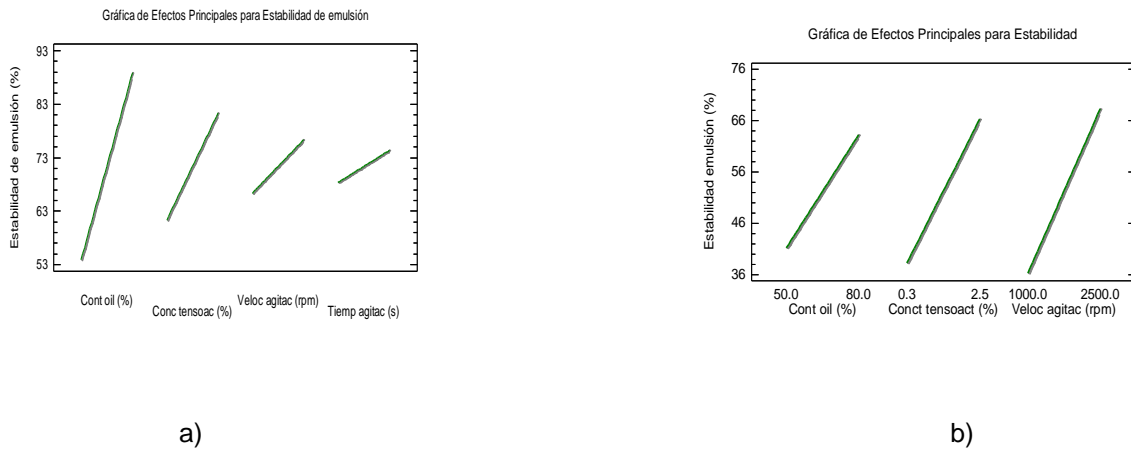


Fig. 4. Influencia de los factores experimentales en la estabilidad de la emulsión: a) crudo A; b) crudo B

La figura 5 representa la dependencia de la estabilidad de la emulsión respecto a la concentración de tensoactivo y el contenido de oil.

La figura 6 representa la relación entre el tiempo de agitación y la velocidad de agitación, debido a que estos se encuentran estrechamente vinculados, por ser ambos factores propios del proceso de mezclado.

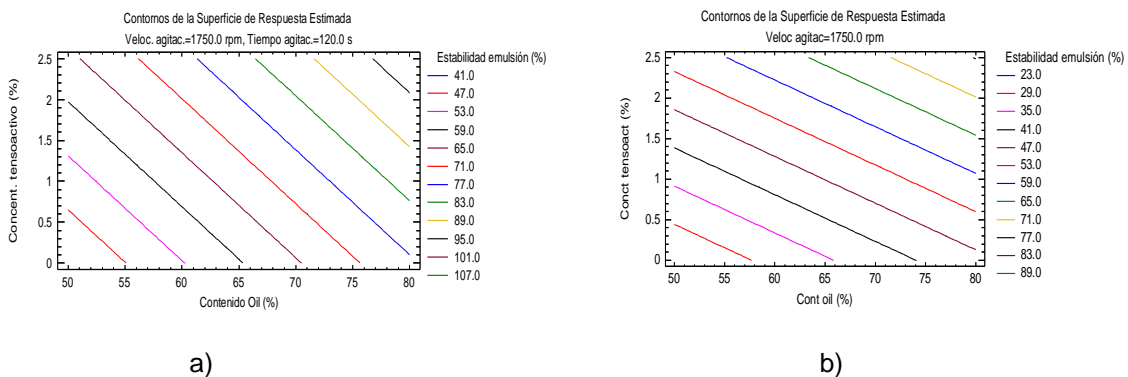


Fig. 5. Influencia de la concentración de tensoactivo y el contenido de oil sobre la estabilidad de la emulsión: a) crudo A; b) crudo B

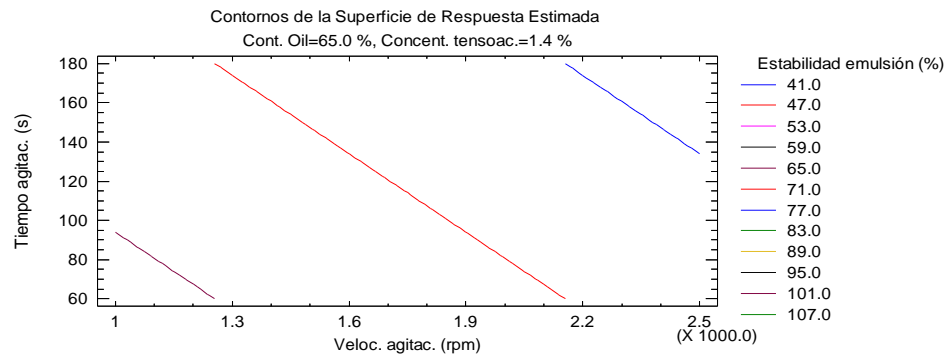


Fig. 6. Relación entre la velocidad de agitación y el tiempo de agitación para el crudo A

La figura 7 representa el comportamiento de las muestras 2, 4 y 8 (tabla 2) del crudo A.

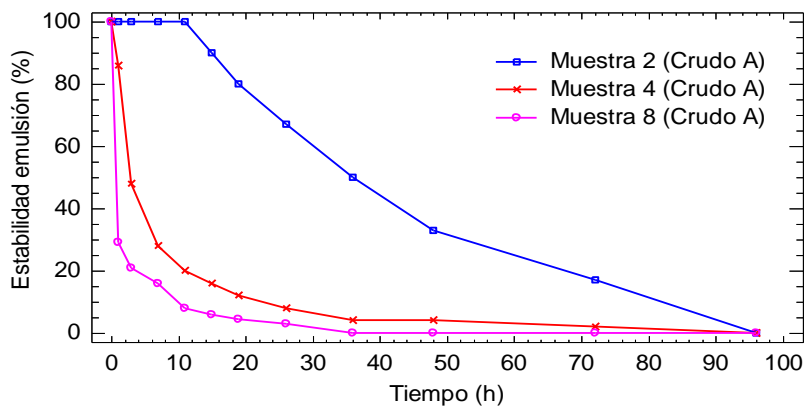


Fig. 7. Estabilidad de emulsión del crudo A

En la figura 8 se observan los procesos de separación que tienen lugar para las muestras número 5 del crudo A (tabla 2) y del crudo B (tabla 3).

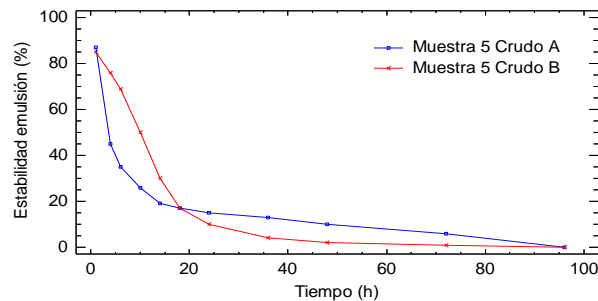


Fig. 8. Comparación entre la estabilidad de emulsión del crudo A y el crudo B

En la figura 9 se representa la relación entre la eficiencia y el caudal en el proceso de ruptura de la emulsión y separación de las fases.

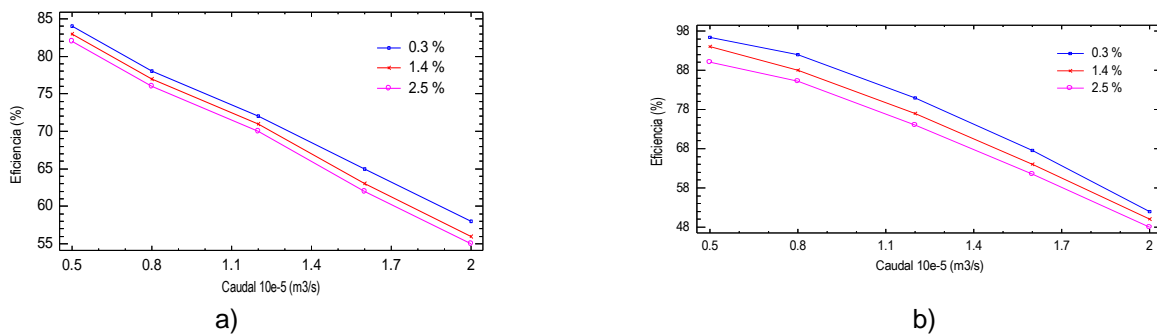


Fig. 9. Eficiencia del proceso de deshidratación para los crudos A y B con relación al caudal

En la figura 10 se observan la eficiencia global que tienen lugar para las muestras número 5 del crudo A (tabla 2) y del crudo B (tabla 3).

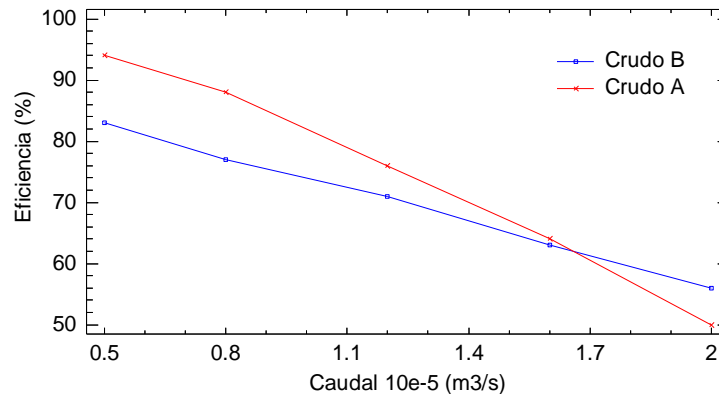


Fig. 10. Comparación entre la eficiencia del crudo A y B con concentración de tensoactivo al 1,4 %

DISCUSIÓN

De acuerdo con las pendientes de las curvas (figura 4), se infiere que el contenido de oil, en ambos casos es el factor predominante. Ello se debe al efecto que provocan las fuerzas viscosas asociadas al crudo sobre las gotas de agua, actuando como inhibidor del proceso de drenaje-floculación. Se aprecia que la concentración de tensoactivo, es el segundo factor de mayor influencia sobre la estabilidad de la emulsión, lo que demuestra su función estabilizadora de la emulsión retardando la coalescencia de las gotas de agua.

Tanto para el crudo A (a) como para el B (b) (figura 5), es posible mantener constante la estabilidad de la mezcla aumentando el contenido de oil y disminuyendo la concentración de tensoactivo, y viceversa. Por ejemplo, el crudo A, presenta la misma estabilidad de 59,0 % para un contenido de oil del 65 % y concentración de tensoactivo de 0 % que para un contenido de oil del 50 % y concentración de tensoactivo de 2 %. Este aspecto ofrece un margen para la elaboración de la emulsión, permitiendo ajustar los parámetros de trabajo a las condiciones del sistema de bombeo.

La figura 6 representa la relación inversa entre ambos elementos. Es posible obtener la misma estabilidad de 41,0 % para una velocidad de agitación de 2 500 rpm y 135 s de agitación que para una velocidad de 2150 rpm y tiempo de agitación de 180 s. La combinación de ambos factores puede variar de acuerdo con las condiciones mecánicas de la instalación y el caudal de crudo trasegado.

La muestra 2 fue elaborada utilizando la combinación de factores que genera mayor estabilidad, la muestra 4 con valores medios y la muestra 8 con la combinación menos estable. Trascorridas 10 h la muestra 8 se separó un 90 %, la muestra 4 un 80 % y la muestra 2 se mantuvo 100 % estable (figura 7).

Como tendencia general las emulsiones presentan mayor velocidad de separación cuanto más contenido de agua posean. Este fenómeno se debe a que con el aumento de la fase continua existe mayor contacto entre las gotas de agua, facilitando la unión de estas en una nueva de mayor tamaño y peso (coalescencia) [22]. Esta última es arrastrada por la fuerza de gravedad hacia el fondo del recipiente venciendo los esfuerzos viscosos del crudo. Ello explica por qué la mayor separación tiene lugar en las primeras horas del proceso (aproximadamente un 90 %) y luego ocurre un retardo en la separación del 10 % de agua restante en la mezcla.

Las emulsiones elaboradas (figura 8) fueron utilizando igual combinación de factores experimentales y condiciones de separación. Aunque las curvas presentan comportamientos similares, es apreciable la estabilidad de la emulsión B en la etapa inicial respecto a la muestra A. Sin embargo, después de transcurridas 17 h ambas muestras exhiben igual estabilidad de 19 %. A partir de este momento la muestra B aumenta su velocidad de separación en relación a la muestra A. Esta disparidad tiene sus orígenes en los diferentes fenómenos físico-químicos que tienen lugar en la mezcla como consecuencias de la composición y propiedades termofísicas de ambos crudos.

En las figuras (9 a y 9 b) pertenecientes a los crudos A y B respectivamente, se aprecia la reducción de la eficiencia con el aumento del caudal como consecuencia de la disminución del tiempo de residencia. Es evidente que para las condiciones del sistema el fluido requiere mayor tiempo dentro del separador, durante el tratamiento mecánico, para lograr la separación total de las fases. Se observa que con el aumento de la concentración de tensoactivo disminuye la eficiencia, lo que era de esperar, ya que el tensoactivo aumenta la estabilidad de la emulsión.

Las emulsiones fueron elaboradas utilizando igual combinación de factores experimentales y condiciones de separación (figura 10). Se aprecia que el crudo B presenta mayor eficiencia en comparación con el A. Sin embargo, al aumentar el caudal a $1.6 \cdot 10^{-5}$ la eficiencia de ambas se iguala con un valor de 63 %. A partir de este momento la gráfica muestra que si se continúa aumentando el caudal se invierte la eficiencia de deshidratación de ambos crudos. Esta disparidad tiene sus orígenes en los diferentes fenómenos físico-químicos que tienen lugar en la mezcla como consecuencias de la composición y propiedades termofísicas de ambos crudos.

CONCLUSIONES

Los factores que mayor influencia ejercen sobre la estabilidad de las emulsiones son el contenido de oil y la concentración de tensoactivo, para ambos tipos de crudo. Los resultados ofrecen un rango de variación en los parámetros de trabajo que permiten seleccionar las condiciones de emulsificación adecuadas al proceso.

Por lo general, las emulsiones presentan mayor velocidad de separación cuanto más contenido de agua posean, la mayor separación tiene lugar en las primeras horas del proceso y luego ocurre un retardo en la separación del 10 % de agua restante en la mezcla. El crudo B es más estable en la primera etapa del proceso respecto al crudo A, sin embargo, después de transcurridas 17 h ambas muestras exhiben igual estabilidad.

En el caso de la eficiencia de separación, los resultados muestran que a mayor concentración de tensoactivo y a mayor caudal trasegado el método de deshidratación mecánica es poco eficiente. Además, se observa que mientras más ligero es el crudo, con más rapidez tiende a separarse la emulsión debido a la relación de densidades que presentan ambos fluidos.

REFERENCIAS

1. Vahid Hoshyargar AM. Farzad F. Prediction of Flow Behavior of Crude Oil-in-Water Emulsion through the Pipe by Using Rheological Properties. *Oriental Journal of Chemistry*. 2012, 28 (1): 109-113. Disponible en: www.orientichem.org. ISSN: 0970-020 X.
2. Shadi WH, et al. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel*, 2010. 89:1095-1100. Disponible en: www.elsevier.com/locate/fuel. ISSN: 0016-2361.
3. Hart A. A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *J Petrol Explor Prod Technol*, 2014. 4(1):327-336.
4. Kumar R. Studies on the Effect of Surfactants on Rheology of Synthetic Crude. *Journal of Petroleum Science Research*, 2014. 3(2):90-99. Disponible en: www.jpsr.org.
5. Palou RM. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011. 75(1):274-282. Disponible en: www.elsevier.com/locate/petrol. ISSN: 0920-4105.

6. Saniere A, et al. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology, 2004. 59(5):455-466. ISSN: 0920-4105.
7. Díaz García AA, et al. Estudio reológico de emulsiones del petróleo crudo cubano en agua. Tecnología Química, 2004. 24(2):5-14. Disponible en: <http://scielo.sld.cu/scielo.php?pi>. ISSN: 2224-6185.
8. Rodríguez Tarragól HL, et al. Efecto de la relación petróleo agua emulgente en el comportamiento reológico y en la estabilidad de las emulsiones acuosas directas del petróleo crudo cubano utilizando el emulgente p. Tecnología Química, 2010. 10(3) Disponible en: <http://ojs.uo.edu.cu/index.php/tq/article/viewFile/2853/2348>. ISSN: 2224-6185.
9. Ghannam MT. Water-in-Crude Oil Emulsion Stability Investigation. Petroleum Science and Technology. 2007, 23:649-667. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1081/LFT-200033001>. ISSN: 1091-6466.
10. Abdurahman NH, et al. Formulation and Evaluation of Water-Continuous Emulsion of Heavy Crude Oil Prepared for Pipeline Transportation. International Journal of Engineering Science and Innovative Technology (IJESIT), 2013. 2(5):170-179. Disponible en: www.ijesit.com/Volume%202/Issue%205/IJESIT201305_24.pdf. ISSN: 2319-5967.
11. Ashrafzadeh SN. Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010, 71:205-211. Disponible en: www.elsevier.com/locate/petrol. ISSN: 0920-4105.
12. Liyana MS, et al. Stabilization and characterization of heavy crude oil in-water (o/w) emulsions. International Journal of Research in Engineering and Technology. 3(2):489-496. Disponible en: www.ijret.org. ISSN: 2319-1163.
13. Yousef Al-Roomia RG, Elgibalyb A, Elkamela A. Use of a novel surfactant for improving the transportability/ transportation of heavy/viscous crude oils. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2004, 42:235-243. Disponible en: www.sciencedirect.com. ISSN: 0920-4105.
14. Abdurahman NH. Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012. 90(6). Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.025>. ISSN: 0920-4105.
15. Martínez Martín E, et al. Empleo de emulsiones con soluciones de tensoactivo para el transporte de sustancias de elevada viscosidad. Revista Cubana de Ingeniería, 2015. VI (1):51-56. ISSN: 2223-1781.
16. Rasha Mohammed A, et al. *Kinetic Stability and Rheology of Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilized by Cocamide at Different Water Volume Fractions*". International Journal of Chemical Engineering and Applications. 2014, 5(2):204-209. Disponible en: <http://www.ijcea.org/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=55&id=726>
17. Alabdulmohsen Z. Experimental study of crude oil emulsion stability by surfactants and nanoparticles. 2015, Missouri University of Science and Technology.
18. Hartland ABS. Study of demulsification of water-in-crude oil emulsio. Journal of Dispersion Science and Technology, 2007. 14(5): 541-557. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1080/01932699308943426>.
19. Tarragól HLR. Estabilidad de emulsiones acuosas de petróleo crudo pesado con agente emulsionante de productos de pirólisis. Tecnología Química, 2012. 33(3):253-263. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2224-61852013000300008. ISSN: 2224-6185.
20. Nehal S A. Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. Fuel. 1999, 78:593-600. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236198001574>. ISSN: 0016-2361.
21. Abdel-Raouf MES. Factors Affecting the Stability of Crude Oil Emulsions, in Crude Oil Emulsions-Composition Stability and Characterization, P.M.E.-S. Abdul-Raouf, Editor. 2012, InTech: Egypt. Disponible en: <http://www.intechopen.com/books/crude-oil-emulsions-composition-stability-and-characterization/factors-affecting-the-stability-of-crude-oil-emulsions>. ISBN: 978-953-51-0220-5.
22. Langevin D, et al. Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation. Oil & Gas Science and Technology. 2004, 59(5):511-521.