

Comportamiento reológico de emulsiones de agua en petróleo (w/o) tratadas magnéticamente

Rheological behavior of magneticly treated water in crude oil emulsions (w/o)

Msc. Melek Campos-Sofia^I, melek@uo.edu.cu Dr. José falcón-Hernández^{II},
MSc. Alina Moro-Martínez^{II}, Lic. Yadira Silveira-Font^I

^ICentro Nacional de Electromagnetismo Aplicado, Santiago de Cuba, Cuba, ^{II}Facultad de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba

Resumen

Conocer las características reológicas del petróleo es importante para hacer más eficiente sus procesos de extracción y manejo. Al mismo tiempo, el uso de técnicas que permitan reducir su viscosidad propicia el cumplimiento de esta meta. Los objetivos de la presente investigación se enfocaron en evaluar la influencia de la formulación, composición y agitación sobre las propiedades de las emulsiones y su estabilidad. Luego de caracterizada la fenomenología de este tipo de sistema se estudió el efecto del tratamiento magnético sobre estos, particularmente sobre la viscosidad, teniendo en cuenta su influencia sobre la misma. Se comprobaron las variaciones de las propiedades de las mismas bajo las diferentes condiciones establecidas y por el efecto del tratamiento magnético, el cual promete ser una tecnología adecuada para estos fines.

Palabras clave: *petróleo, campo magnético estático, reología, emulsiones W/O.*

Abstract

Knowing the rheological characteristics of petroleum is important to make its extraction and management processes more efficient. At the same time, the use of techniques that reduce its viscosity facilitates the accomplishment of this goal. The objectives of the present investigation were focused on evaluating the influence of formulation, composition and agitation on the properties of the W/O emulsions and their stability. After characterizing the phenomenology of this type of system, the effect of the magnetic treatment on these, particularly on viscosity, was studied, taking into account its influence on the same. Variations of the properties of the same were verified under the different conditions established and by the effect of the magnetic treatment, which promises to be a suitable technology for these purposes.

Keywords: *petroleum, static magnetic field, rheology, emulsions W/O.*

Introducción

En la extracción, manejo y transporte de petróleo es importante la reducción de su viscosidad y el conocimiento que en general se tenga de su comportamiento reológico. El petróleo aparece en los yacimientos con diferentes contenidos de

agua y en las operaciones de extracción y manejo esta puede ser incrementándose, resultando común la presencia de emulsiones acuosas. Para la reducción de la viscosidad se puede recurrir al control del tipo de emulsión presente, para lo cual, entre los diferentes métodos empleados algunos autores reportan la aplicación de campo magnético [1-5].

El control de emulsiones se basa en el conocimiento, lo más profundo posible, de sus componentes básicos e interrelaciones: la fase oleosa, la fase acuosa y el o los emulsionantes [6]. En algunos casos para que la emulsión tenga propiedades funcionales aceptables es fundamental utilizar algún tipo de agente estabilizante. La estabilidad física de una emulsión está condicionada por el resultado del balance complejo de fuerzas de atracción y repulsión entre las gotas de fase dispersa, el cual está condicionado por las condiciones fisicoquímicas del medio continuo [6-8].

Las principales emulsiones que se forman en el petróleo son el tipo (aceite en agua (O/W), agua en aceite (W/O) o múltiple). Entre los parámetros más importantes para su caracterización se encuentran el tamaño de gota, la estabilidad, la viscosidad y su comportamiento reológico; ya que en muchos casos las emulsiones no son fluidos newtonianos [9-10].

El tipo de emulsiones que se forman con petróleos depende de la naturaleza del crudo o si se trata de fracciones refinadas del mismo, de las condiciones operacionales; siendo la clave el tipo de agente emulsionante utilizado [10-11].

Debido a la importancia de la viscosidad en los procesos de manejo del petróleo, fundamentalmente porque dificulta la transportación y los procesos de mezclado y a pesar de que se evaluaron todas las variables involucradas en el proceso, el análisis se centra en los resultados del comportamiento reológico de las emulsiones preparadas.

Una técnica que puede emplearse para tales fines es el tratamiento magnético, debido a que está demostrado que en el agua pueden producir cambios en sus propiedades físico-químicas [12-13]. Se reportan variaciones en los valores del pH y conductividad eléctrica, ligeramente mayores; la disminución de la tensión superficial y la viscosidad; así como el incremento de la solubilidad de diferentes sales, principalmente de carbonato cálcico.

La idea de considerar al petróleo y su estructura de residuos pesados como un sistema disperso con la fase dispersante de asfaltenos y el medio de dispersión de resinas y aceites (maltenos), es considerada por algunos autores [3]. La consideración integrada de las interacciones físicas y químicas de los componentes del petróleo cambiando su estructura abren nuevas posibilidades para el estudio de su composición y comportamiento.

La estructura del aceite y los residuos pesados puede ser representada en forma de estructura de "cluster" en la que las partículas dispersas se organizan en una formación centralmente simétrica con un núcleo denso conteniendo moléculas paramagnéticas (parafinas de alto peso molecular o condensado de aromáticos heterocíclicos o compuestos órgano metálicos). Alrededor de este, los hidrocarburos aromáticos, nafténicos y parafínicos agrupados, en correspondencia con el valor de los pares potenciales de interacción, con gradual decrecimiento en la interacción molecular desde el centro hacia la superficie [14].

Los tamaños de las partículas dispersas difieren en dependencia de la naturaleza del sistema disperso, pudiendo tener los residuos pesados más de cientos de nanómetros. Durante los últimos años el efecto magnético y las reacciones de radicales han sido objeto de estudio de las ciencias químicas; existiendo una fuerte evidencia del efecto del campo magnético en la cinética de las reacciones [15].

Los estudios del efecto del campo magnético sobre los sistemas dispersos, para identificar el mecanismo de su influencia son limitados. Existen diferentes teorías cualitativas que forman la base del mecanismo de acción de las fuerzas magnéticas sobre estos sistemas, entre las que destacan: la coloidal, iónica y la del agua. En la teoría coloidal se plantea que las fuerzas magnéticas actúan sobre las partículas coloidales -para-, -día-, y ferromagnéticas. En la teoría iónica el papel principal es jugado por los iones presentes en el agua; y en la del agua las fuerzas magnéticas actúan propiamente sobre sus moléculas y la estructura cristalina de las sales disueltas en ella [3]. Las opiniones en este sentido divergen, incluso no se ha podido precisar sobre qué actúa el campo magnético, sobre el agua o sobre las impurezas contenidas en esta. Hasta el momento, el mecanismo que mejor explica el efecto del tratamiento magnético al agua, en función de la reducción de las incrustaciones, es el relacionado con el cambio de

los cristales de calcita a la forma de aragonita, con lo cual disminuye la dureza del agua y la cantidad de CaCO_3 [1].

Según Kabeel [2], el campo magnético ha sido utilizado para reducir la viscosidad del crudo y en los procesos de separación del agua. Esta tecnología es ventajosa, ya que no contamina el medio ambiente y los equipos utilizados son de fácil instalación. Sobre esta base es posible afirmar que la explicación científica de los resultados es limitada, y su mecanismo de acción insuficientemente explicado, debido a la complejidad de las transformaciones estructurales y energéticas en las sustancias con diferentes estructuras a micro y macroniveles [3]. Por ello, la comunidad científica internacional se centra en investigaciones sobre este fenómeno [16; 17].

El presente trabajo tiene como finalidad estudiar el efecto del tratamiento magnético en muestras de petróleo y sus emulsiones, empleando un agente emulsionante obtenido a partir de productos de la pirólisis, con el fin de determinar su influencia sobre la viscosidad y evaluar las posibilidades de aplicación la tecnología en procesos de tratamiento de petróleo crudo.

Materiales y métodos

Para el desarrollo de este trabajo se empleó una muestra de petróleo **C-1**, cuyas características se exponen en la tabla 1.

Tabla 1
Características de la muestra de petróleo C-1
utilizada en los ensayos

Parámetros específicos	Valor normado
Contenido de sales (lb/MBIs)	7,2
Viscosidad (cSt) 50 °C	6,23
Viscosidad (cSt) 37.7 °C	8,25
Cloruros inorgánicos (ppm)	6,26
Gravedad específica 15 °C	0,87 62
Gravedad API 60 °F	30
Número total de ácidos	0,027 7
Asfaltenos (% wt)	2,15
Sodio (ppm wt)	3,9
Aluminio (ppm wt)	< 8
Azufre (ppm wt)	1,08

Para la preparación de las emulsiones se empleó el emulgente P, agente emulsionante, obtenido de productos de la pirolisis de materiales lignocelulósicos: ácidos piroleñosos y alquitranes neutralizados con hidróxido de sodio y alcohol etílico [18].

Para la aplicación del campo magnético se empleó la metodología propuesta por Campos y colaboradores [19], que consta de una instalación experimental compuesta por un magnetizador a imanes permanentes, construido y caracterizado en el Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado, con una inducción magnética de 0,15 T.

La estrategia experimental utilizada para la preparación de las emulsiones fue la siguiente:

Estudio de la velocidad de agitación en la preparación de emulsiones, utilizando agente emulsionante:

1. Se realizaron ensayos variando la velocidad de agitación en valores de 600, 1200 y 2000 rpm. Se significaron por la letra (E) las emulsiones sin agente emulsionante y por las siglas E-P, las correspondientes a las emulsiones preparadas con emulgente P. Todas las emulsiones para los restantes estudios se realizaron empleando una velocidad de rotación del agitador rotatorio de 600 rpm y el tiempo de preparación de la emulsión de 15 min.

Estudio del efecto del incremento de la concentración de agua en las emulsiones:

2. Se prepararon emulsiones con diferentes concentraciones de agua: 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 50 %.
3. Se prepararon emulsiones (E-P) con agua y emulgente P al 3 % y diferentes concentraciones de fase interna: 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 50 %.

Estudio del efecto del tratamiento magnético a las emulsiones anteriormente preparadas.

4. Se prepararon emulsiones y se trataron magnéticamente (ETM), en el sistema descrito.

5. Se prepararon emulsiones, empleando como fase dispersa agua con emulgente P al 3 %, y se trataron magnéticamente las de 25, 35 y 50 % (EP-TM).
6. Se prepararon emulsiones empleando agua tratada magnéticamente (E-ATM).

Los resultados mostrados corresponden al promedio de las mediciones realizadas para lo cual se realizó el análisis estadístico empleando la Prueba t para dos muestras suponiendo varianzas iguales, para un 95 % de confianza.

Resultados

Comportamiento de emulsiones de petróleo con tratamiento magnético

Se determinó el gradiente de velocidad (γ), el esfuerzo cortante (τ) y la viscosidad (η) a todas las emulsiones. En la figura 1 se muestran las curvas de viscosidad correspondientes a los ensayos en los que se varió la velocidad de agitación y se empleó el emulgente P.

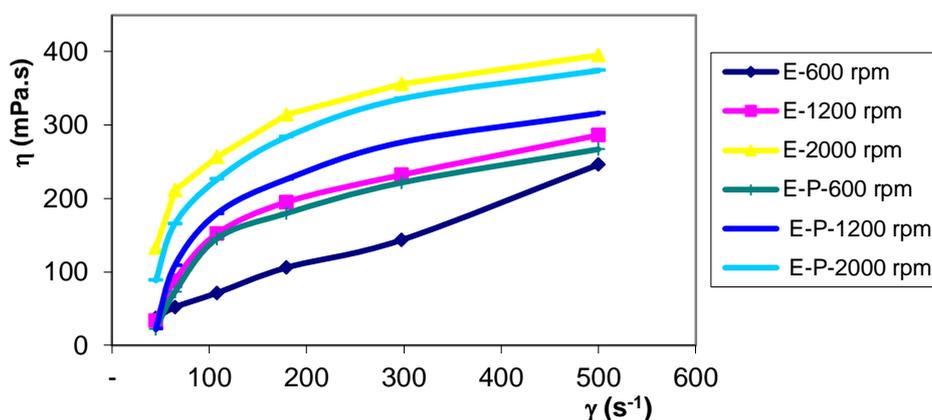


Fig. 1 Influencia en la viscosidad de la velocidad de agitación en las emulsiones preparadas a 20 % de fase interna (agua).

Para cada uno de los casos estudiados, la viscosidad de las emulsiones aumenta con el incremento de la velocidad de agitación y, por consiguiente, su estabilidad. Este resultado se puede atribuir a que se logra una mayor dispersión del agua y reducción del tamaño de gotas; criterio que coincide con lo referido por Salager, en 1999 [9].

Se demostró que la velocidad de agitación a 600 rpm permite la dispersión de las gotas de agua en el petróleo sin que se incremente la estabilidad de las

mismas ni se dificulte el proceso de coalescencia necesario en algunas etapas del manejo de crudos. En el caso de 1200 rpm y 200 rpm se obtuvo un incremento notable de la viscosidad y de la estabilidad de las emulsiones, lo que coincide con lo demostrado por Wu. X, 2003, para emulsiones bituminosas [20]. Los ensayos con diferentes concentraciones de agua sin emulgente se muestran en la figura 2. Se encontró que existen diferencias significativas en el comportamiento de las emulsiones, observándose que a altas concentraciones de agua (40 % y 50 %) se obtienen valores de esfuerzo cortante más elevados que a bajas concentraciones, tal como se esperaba. Este tipo de emulsiones muestran comportamientos dilatantes, lo que coincide con el comportamiento típico del petróleo C-1 con el que se prepararon.

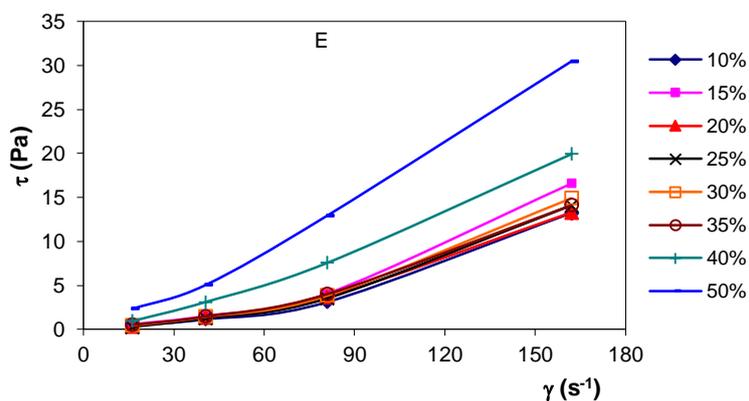


Fig. 2 Comportamiento reológico de emulsiones de crudo C-1, a diferentes porcentajes de agua.

Todas estas emulsiones formadas son del tipo: agua en petróleo (W/O) y permanecen estables durante más de 72 h, sin observarse separación de fases. Los ensayos con las emulsiones preparadas con agua que contiene emulgente P se realizaron siguiendo el procedimiento elegido para el caso anterior. En la figura 3 se muestran los resultados obtenidos observándose que las emulsiones se diferencian de las anteriores, con un comportamiento que tiende a ser pseudoplástico para las emulsiones con mayor viscosidad y dilatante para las de menor viscosidad (20 y 25 % de agua).

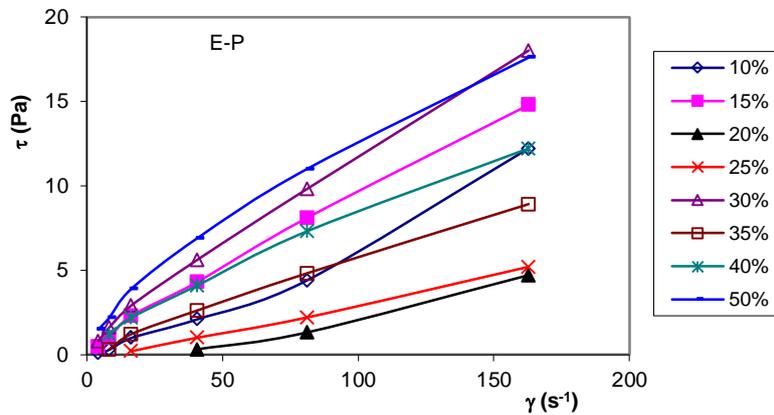


Fig. 3 Comportamiento reológico de emulsiones preparadas con emulgente P, a diferentes porcentajes de agua.

Las emulsiones preparadas sin adición de emulgente y agitadas durante 15 min a 600 rpm se trataron magnéticamente; observándose una inflexión en los primeros puntos de la curva, debido a los efectos de estructuración que se producen al iniciar el cizallamiento. Los ensayos de tratamiento magnético a las emulsiones tratadas magnéticamente (ETM) se muestran en la figura 4.

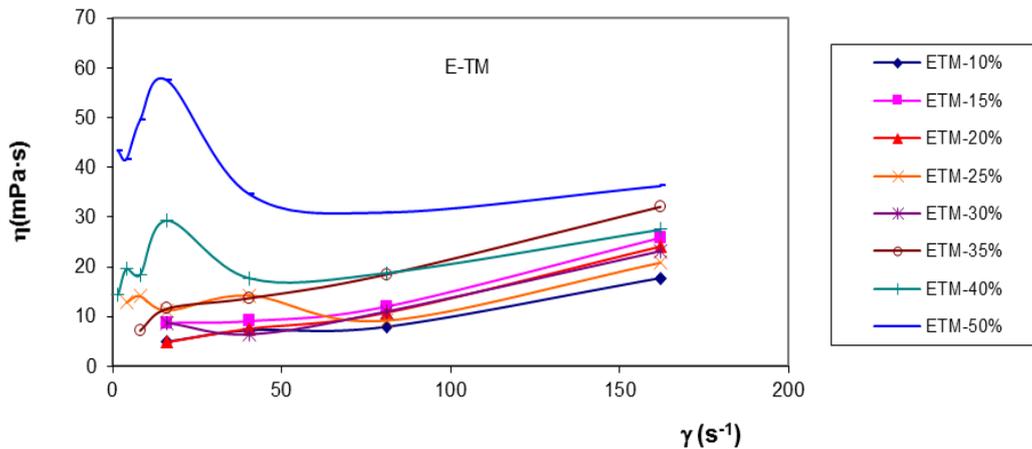


Fig. 4. Viscosidad de las emulsiones tratadas magnéticamente a diferentes concentraciones de agua.

Como se puede apreciar, a bajos gradientes de velocidad aumenta la viscosidad para luego disminuir notablemente alrededor de los 15 s⁻¹, manteniéndose el incremento de sus valores a medida que aumenta la fase interna de las emulsiones. En este caso todo parece indicar que se está produciendo el fenómeno de viscoelasticidad en las emulsiones con alto contenido de agua y a bajos gradientes de velocidad. Este fenómeno no se observa para bajas concentraciones de la fase dispersa (agua).

Las emulsiones preparadas adicionando agua con emulgente P al 3 %, manteniendo las mismas condiciones de preparación, se trataron magnéticamente y las curvas de viscosidad se muestran en la figura 5.

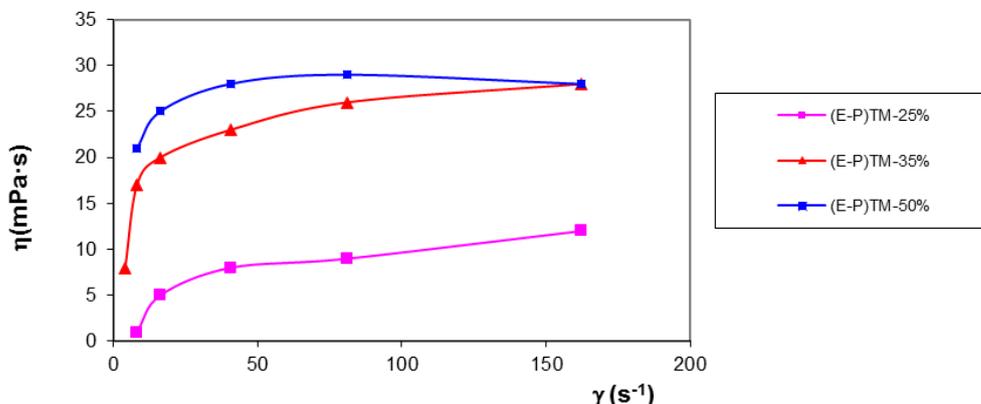


Fig. 5 Viscosidad de emulsiones tratadas magnéticamente con emulgente P, a diferentes porcentajes de agua.

Las emulsiones preparadas son estables y su comportamiento es similar al del crudo que le dio origen, incrementando su viscosidad al aumentar el contenido de fase interna. Al añadir emulgente P, el comportamiento reológico cambia en dependencia de la cantidad de agua añadida.

Por último, se realizaron los ensayos de emulsiones preparadas con agua tratada magnéticamente (previo a la formación de la emulsión) y los resultados se muestran en la figura 6, encontrándose una tendencia a comportamientos viscoelásticos a bajo gradiente de velocidad para las emulsiones con altos porcentos de agua.

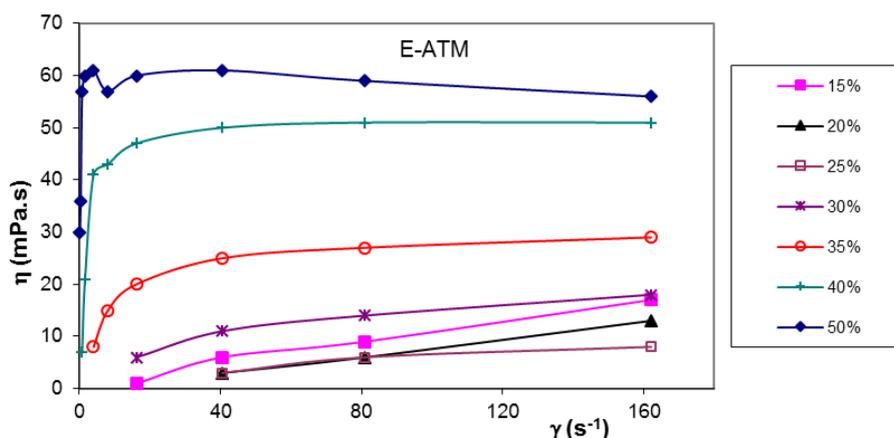


Fig. 6 Viscosidad de emulsiones con agua tratada magnéticamente.

Las emulsiones entre 25 y 30 % de agua tratada magnéticamente (ATM) se comportan como fluidos newtonianos y las de 15 y 20 % de agua (ATM) como dilatantes. Se aprecian variaciones en el comportamiento a partir del 35 % de agua a bajos gradientes de velocidad. No obstante, los valores de viscosidad son menores que los obtenidos en las emulsiones sin tratamiento magnético, para los mismos porcentos de agua. También son menores las viscosidades que en las ETM cuando se preparan entre 10 y 35 % de agua.

Tomando como referencia un gradiente de velocidad de $162,1 \text{ s}^{-1}$, que se encuentra en el rango de aplicación industrial en algunos procesos, se graficó el valor de la viscosidad de las emulsiones antes y después del tratamiento magnético a los diferentes porcentos de agua estudiados. Ver figura 7.

En todos los casos la viscosidad de las emulsiones sin tratamiento magnético es mayor que las tratadas. Por debajo de 35 % de agua es menos la viscosidad en las emulsiones preparadas con ATM. A partir de 35 % es superior a las de las emulsiones con tratamiento magnético, pero sin llegar a alcanzar la viscosidad de aquellas sin tratar.

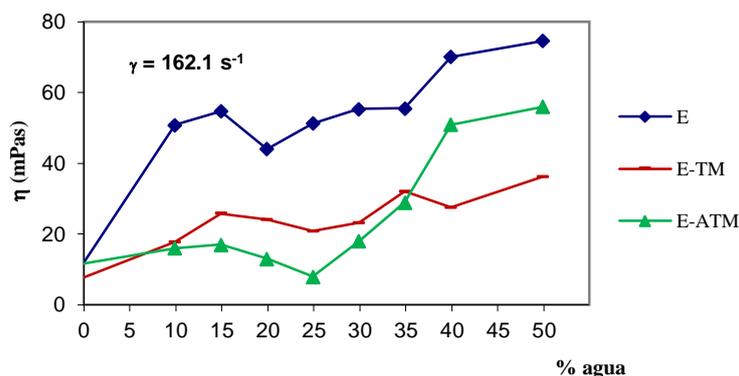


Fig. 7 Viscosidad de las emulsiones de crudo C-1, a 161.1 s^{-1} .

Para 40 y 50 % de agua la viscosidad disminuye apreciablemente en las emulsiones tratadas magnéticamente, respecto a las no tratadas; incluso respecto a las preparadas con ATM. Estos resultados demuestran que el contenido de agua es una variable que, necesariamente, hay que tener en cuenta para proponer el método adecuado de tratamiento magnético, en correspondencia con el efecto que se pretende obtener; ya sea para estabilizar

la emulsión o para separar el agua propia o incorporada en alguna etapa de los procesos de tratamiento de crudos.

Discusión

Como se puede apreciar, a mayor velocidad de agitación aumenta la viscosidad de las emulsiones preparadas. En general, al analizar los resultados se aprecia que, independientemente del uso del emulgente, el comportamiento reológico de las emulsiones preparadas es similar. Sin embargo, para cada uno de los casos estudiados, la viscosidad de las mismas aumenta con el incremento de la velocidad de agitación y, por consiguiente, la dispersión del agua dentro del petróleo y la estabilidad de la emulsión. Este criterio coincide con lo referido por Salager en 1999 [9].

En resumen, el petróleo **C-1** forma emulsiones W/O. Con adición de agua sin emulgente presentan viscosidades muy similares a concentraciones menores del 35 % de agua. En la figura 2 se observa la existencia de dos pendientes entre 30 y 60 s⁻¹, lo que da la idea de que estas emulsiones manifiestan un comportamiento similar al de los fluidos no newtonianos (dilatantes).

Para las concentraciones de agua entre 20 y 25 %, cuando se emplea emulgente P, se mantiene un comportamiento dilatante y para las restantes se transforma en pseudoplástico. Ver figura 3.

El tratamiento magnético, tanto de la emulsión como de sus componentes, introduce variaciones en su comportamiento reológico, lo que queda evidenciado en las figuras 4, 5 y 6. Sin embargo, resulta importante determinar las particularidades que se presentan en cada uno de los casos.

Así, el tratamiento magnético a la emulsión sin emulgente manifiesta un fuerte incremento en la viscosidad y comportamiento viscoelástico a altas concentraciones de agua, mientras que a bajas concentraciones tiende a un comportamiento dilatante. Ver figura 4.

Este comportamiento varía si se trata magnéticamente el agua antes de formar la emulsión (figura 5), manifestándose un comportamiento típico de los fluidos pseudoplástico a elevadas concentraciones de agua.

No obstante, se puede comprobar que la viscosidad de las emulsiones se reduce al ser tratadas con campo magnético y que el empleo de agua tratada

magnéticamente contribuye también a reducir la viscosidad entre 10 y 35 % de agua, si se analizan los resultados a $161,2 \text{ s}^{-1}$; valor que se encuentra en el rango de gradiente de velocidad producido en los pozos de extracción de petróleo por el sistema de bombeo que se emplea.

Todo lo anterior se conjuga perfectamente con las teorías de actuación del campo magnético y, en particular, con la teoría del agua, observándose que esta es el factor más influyente.

Finalmente, es importante destacar que alrededor del 80 % de los crudos explotados se encuentran en estado emulsionado en todo el mundo. La formación de estas emulsiones es un problema que puede surgir durante la recuperación, tratamiento, transporte y refinación de petróleo. Estas emulsiones se forman cuando el petróleo y el agua empleada en el proceso de producción se ponen en contacto debido al alto cizallamiento, o cuando se inyectan mezclas de vapor de agua en el pozo, o en las instalaciones de superficie [17, 18]. El conocimiento del comportamiento de dichas emulsiones y el efecto, que sobre ellas tiene el tratamiento magnético puede ser de utilidad para contribuir a mejorar las condiciones de operación en algunas etapas que lo requieran.

Conclusiones

- 1. En las condiciones estudiadas se comprueba que un incremento de la fase interna de la emulsión conlleva a incrementar su viscosidad.***
- 2. La adición del agente emulsionante P, produce emulsiones con menor viscosidad y comportamiento reológico pseudoplástico a los mayores porcentos de agua utilizados.***
- 3. El tratamiento magnético empleado contribuye a reducir la viscosidad de las emulsiones, al igual que el empleo de agua tratada magnéticamente.***
- 4. Estos resultados permiten evaluar el uso de la tecnología magnética en algunas etapas de tratamiento de crudos, donde se requiera disminuir la viscosidad para mejorar las condiciones de bombeo y manejo.***

Bibliografía

1. KOBE, S., G. DRAŽIĆ, P. J. MCGUINNESS AND J. STRAŽIŠAR (2001). "The influence of the magnetic field on the crystallisation form of calcium carbonate and the testing of a magnetic water-treatment device." *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*. Vol. 236, num. 1–2, p. 71-76.
2. KABEEL, A.; EL-SAID, E. M.; DAFEA, S. "A review of magnetic field effects on flow and heat transfer in liquids: present status and future potential for studies and applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Mayo 2015, vol. 45, núm. pp. 830-837. ISSN: 1364-0321. Disponible en Web: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.029> [consultado abril 2017]
3. LOSKUTOV, Y. V.; YUDINA, N. "Rheological behavior of oils in a magnetic field". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. Febrero 2006, vol. 79, núm. 1. pp. 105-113. ISSN: 1062-0125. Disponible en Web: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10891-006-0073-6> [consultado marzo 2015]
4. ZHANG, W. W.; WANG, T. T.; LI, X.; ZHANG, S. C. "The Effect of Magnetic Field on the Deposition of Paraffin Wax on the Oil Pipe. In *Advanced Materials Research*". *Trans Tech Publ*, 2013, vol. 788, p. 719-722.
5. MUSINA, N.; MARYUTINA, T. "Application of magnetic treatment to changing the composition and physicochemical properties of crude oil and petroleum products". *Journal of analytical chemistry*. Febrero 2016, vol. 71, núm. 1. pp. 27-34. ISSN: 1061-9348. Disponible en Web: <http://link.springer.com/article/10.1134/S1061934816010081> [consultado diciembre 2016]
6. CHERNEY, D. P., et al. "Investigating the Impact of Crude Oil Solubility on Water-in-Oil Emulsion Stability and Its Relation to Molecular Composition of Crude Oil at the Oil–Water Interface". *Energy & Fuels*. Junio 2015, vol. 29, núm. 6. pp. 3616-3625. ISSN: 0887-0624. Disponible en Web: <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.energyfuels.5b00435> [consultado marzo 2017]
7. WENNERSTRÖM, H.; EVANS, D. "The colloidal domain: where physics, chemistry, biology, and technology meet". *New York. Wiley-VCH*, 1999. 421 p. ISBN 0471242470.
8. ISSAKA, S. A.; MY, R. "Review on the fundamental aspects of petroleum oil emulsions and techniques of demulsification". *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*. Junio 2015, vol. 6, núm. 2. pp. 1-15. ISSN: 2157-7463. Disponible en Web: <http://umpir.ump.edu.my/12589/1/fkksa-2015-Issaka->

[Review%20on%20the%20Fundamental%20Aspects%20of%20Petroleum.pdf](#)

[consultado abril 2017]

9. SALAGER, J. L. "Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para obtener las propiedades deseadas". *Estado del Arte, Parte C. Cuaderno FIRP S747-C*. Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela. vol., núm. pp. 1-22. ISSN: Disponible en Web: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S747C.pdf [consultado enero 2015]

10. MUÑOZ, J.; ALFARO, M.; ZAPATA, I. "Avances en la formulación de emulsiones". *Grasas Aceites*. Enero-marzo 2007, vol. 58, núm. 1. pp. 64-73. ISSN: 0017-3495. Disponible en Web: https://www.researchgate.net/profile/Jose_Munoz6/publication/26524089_Avances_en_la_formulacin_de_emulsiones/links/552f93f70cf2acd38cbc09ac.pdf [consultado julio 2016]

11. HEMMINGSEN, P. V.; SILSET, A.; HANNISDAL, A.; SJÖBLOM, J. "Emulsions of heavy crude oils. I: Influence of viscosity, temperature, and dilution". *Journal of dispersion science and technology*. Febrero 2017, vol. 26, núm. 5. pp. 615-627. ISSN: 0193-2691. Disponible en Web: <http://dx.doi.org/10.1081/DIS-200057671> [consultado abril 2017]

12. HASAANI, A. S.; HADI, Z. L.; RASHEED, K. A. "Experimental study of the interaction of magnetic fields with flowing water". *International Journal of Basics and Applied Science*. Junio 2015, vol. 3, núm. 3. pp. 1-8. ISSN: 2301-4458. Disponible en Web: [http://www.insikapub.com/Vol-03/No-03/01IJBAS\(3\)\(3\).pdf](http://www.insikapub.com/Vol-03/No-03/01IJBAS(3)(3).pdf) [consultado febrero 2017]

13. PANG, X. F. "The experimental evidences of the magnetism of water by magnetic-field treatment". *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. Agosto 2014, vol. 24, núm. 5. pp. 1-6. ISSN: 1051-8223. Disponible en Web: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6872774/> [consultado marzo 2017]

14. ZHANG, W. W.; WANG, D. D.; WANG, T. T.; ZHANG, S. C. "Study on the Mechanism of Magnetic Paraffin Control of Crude Oil Based on the Reorientation of Paraffin Crystals Induced by Magnetic Field". In *Applied Mechanics and Materials. Trans Tech Publ*, 2015, vol. 743, p. 137-141.

15. MUUS, L.; ATKINS, P.; MCLAUCHLAN, K.; PEDERSEN, J. B. *Chemically Induced Magnetic Polarization: Proceedings of the NATO Advanced Study Institute held at Sogesta, Urbino, Italy, April 17-30, 1977*. Springer Science & Business Media, 2012. 325 p. ISBN 9401012652.

16. ZAIDI, N. S., J. SOHAILI, K. MUDA AND M. SILLANPÄÄ (2014). "Magnetic Field Application and its Potential in Water and Wastewater Treatment Systems." *Separation & Purification Reviews*. Vol. 43, p. 206-240.
17. HAJIVAND, P. and VAZIRI A. (2015). "Optimization of demulsifier formulation for separation of water from crude oil emulsions." *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 32, p. 107-118.
18. FALCÓN, J. "Characterization of Emulsifier Agents Obtained from Pyrolysis Products". In XIV International Conference of Chemistry, Universidad de Oriente. Santiago de Cuba, 1996.
19. SOFIA, M. C.; HERNÁNDEZ, J. F.; MARTÍNEZ, A. M. "Efecto del tratamiento magnético en emulsiones de petróleo Mesa 30 con diferentes emulgentes". *Tecnología Química*. Diciembre 2009, vol. 29, núm. 3. p. 48-54. ISSN: 2224-6185. Disponible en Web: <http://revistas.uo.edu.cu/index.php/tq/article/viewFile/1173/1113> [consultado marzo 2015]
20. WU X. "Investigating the Stability Mechanism of Water-in-Diluted Bitumen Emulsions through Isolation and Characterization of the Stabilizing Materials at the Interface". *Energy and Fuels*. Vol. 17, p. 179-190. 2003.
21. LE FOLLOTEC A, PEZRON I, NOIK C, DALMAZZONE C, METLAS-KOMUNJER L. "Triblock copolymers as destabilizers of water-in-crude oil emulsions." *Colloids Surf, A*. 2010. Vol. 365, num. 1-3, p. 162-70.
22. DAAOU, M., BENDEDOUCH, D., "Water pH and surfactant addition effects on the stability of an Algerian crude oil emulsion". *Journal of Saudi Chemical Society*. Vol. 16, p. 333-337, 2012.