

Efecto del solvente aromático (solvofílico) en la modulación de la actividad interfacial de los asfaltenos.

Effect of the aromatic solvent (solvophilic) in the modulation of the interfacial activity of asphaltenes.

Pereira, Juan^{1*}; Ojeda, Jason²

¹Laboratorio de Petróleo, hidrocarburos y Derivados, Universidad de Carabobo, Carabobo, Venezuela.

²Departamento de Investigación y Desarrollo, Gamma Química de Venezuela, Caracas, Venezuela.

*jcpereir@uc.edu.ve

Resumen

Se ha estudiado el efecto de disolventes aromáticos sobre la eficiencia de un surfactante polimérico, en la ruptura de emulsiones de agua en crudo (W/O). A través de la dilución del crudo con los disolventes, se establecieron diferentes concentraciones de asfaltenos (C_A) en las emulsiones sintéticas. En cada caso particular, la acción del surfactante polimérico (desemulsionante) fue evaluada mediante curvas de estabilidad, con la cuales, se determinó la concentración óptima del desemulsionante (C_D^). Los resultados mostraron que, el aumento del contenido aromáticos en la fase oleosa condujo a una disminución significativa de C_D^* y los tiempos de ruptura. En este sentido, los disolventes aromáticos tendieron a disminuir parcialmente la afinidad de los asfaltenos con la interfase. El aumento de la concentración de asfaltenos tuvo poco efecto en C_D^* , generalmente la tendencia es un aumento proporcional. Por otro lado, varía la concentración de desemulsionantes por encima o por debajo de C_D^* conduce a una alta estabilización de las emulsiones W/O, a pesar del efecto del disolvente. Finalmente, se puede considerar el parámetro de solubilidad de la fase oleosa como una variable en la formulación óptima para la deshidratación de emulsiones agua en crudo.*

Palabras clave: asfaltenos, gráficos de estabilidad, emulsiones W/O, mapas de formulación, solvofílico.

Abstract

The effect of aromatic solvents on the efficiency of a polymeric surfactant in breaking water-in-crude (W/O) emulsions has been studied. Through dilution of the crude oil with solvents, different concentrations of asphaltenes (C_A) were established in the synthetic emulsions. In each case, the action of the polymeric surfactant (demulsifier) was evaluated using stability curves, with which the optimal concentration of the demulsifier (C_D^) was determined. The results showed that increasing the aromatic content in the oil phase led to a significant decrease in C_D^* and breakdown times. In this sense, aromatic solvents tended to partially decrease the affinity of asphaltenes with the interface. Increasing the asphaltenes concentration had little effect on C_D^* , generally the trend is a proportional increase. On the other hand, varying the concentration of demulsifiers above or below C_D^* leads to a high stabilization of the W/O emulsions, despite the effect of the solvent. Finally, the solubility parameter of the oil phase can be considered as a variable in the optimal formulation for the dehydration of water-in-crude emulsions.*

Keywords: asphaltenes, stability graphs, W/O emulsions, formulation maps, solvophilic.

1. Introducción

La formación de emulsiones de agua en crudo (W/O) ocurre durante el proceso de extracción debido a la agitación y la presencia de tensoactivos naturales, tales como resinas, y asfaltenos (Abdel-Raouf, 2012; Wong y col., 2015). Los Estos actúan mediante mecanismos que implican la formación de agregados que interactúan mediante enlaces “ π ” y cuya naturaleza es tensoactiva. Así se mezclan con los

otros surfactantes naturales y contribuyen sustancialmente a la formación de una película rígida alrededor de las gotas de agua, lo cual ralentiza la coalescencia (Primerano y col., 2024).

Los asfaltenos son la fracción más pesada y polar del crudo, constituidos por un núcleo aromático que contiene alrededor cadenas alquílicas y grupos funcionales polares como: hidroxilos y carboxilos (Mannistu y col., 1997). Estos

se organizan a través de estructuras de agregación denominadas “nanoagregados”, conteniendo alrededor de seis moléculas de asfaltenos. El fenómeno de agregación se puede producir a concentraciones muy bajas (<10 mg/L). Además, los nanoagregados aumentan de tamaño a medida que aumenta la concentración de asfaltenos en el crudo, así la asociación de nanoagregados origina estructuras más grandes conocidas como “clusters” (Salager y col., 2022), Fig. 1. El tamaño de los nanoagregados también cambia con la aromaticidad del medio: solventes aromáticos, como el xileno y el tolueno, solubilizan los asfaltenos y controlan la formación de agregados. Mientras que los solventes parafínicos lineales, como el n-heptano y n-pentano, causan que los asfaltenos precipiten (Raya y col., 2020).

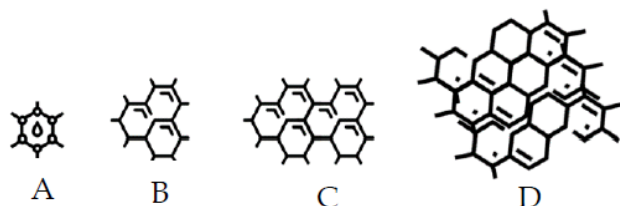


Fig. 1. Esquema de etapas de agregación de los asfaltenos: A) molécula de asfalto, B) nanoagregados de asfaltenos iniciales, C) nanoagregados, y D) clusters.

La introducción de un agente desemulsionante, contrarresta las influencias estabilizantes de los surfactantes naturales en el crudo, logrando la denominada formulación óptima en la interfase, donde se consigue un mínimo de estabilidad de la emulsión (Alvarado y col., 2019). Se prevé que alterar la solubilidad de los asfaltenos modifica su acción como tensoactivos y a su vez el rendimiento del desemulsionante (Marquez y col., 2019), para ello se propone la alteración del comportamiento de agregación de las moléculas de asfalto en solventes aromáticos para mejorar la eficiencia de los desemulsionantes. Por su parte, el desemulsionante se ve afectado en cuanto a su hidrofiliicidad, pero la naturaleza de las interacciones entre los solventes aromáticos estudiados y el desemulsionante son similares, y por ende se tiende a estabilizar emulsiones W/O (Salehzadeh y col., 2022).

Estudios del efecto de los asfaltenos en la formulación óptima “HLD” demuestran que, la estabilidad de las emulsiones W/O depende de la naturaleza de los asfaltenos en la interfase, en otras palabras, esta es una contribución interfacial directamente relacionada con el estado de agregación y la polaridad de los asfaltenos. Un solvente con una estructura aromática puede reducir la interacción “ π ” entre las moléculas de asfalto y evitar su agregación, dando como resultado que las moléculas de asfalto se dispersan dentro del disolvente (Mannistu y col., 1997; Primerano y col., 2024; Raya y col., 2020).

Para evaluar los efectos de la concentración de asfalto y la aromaticidad de la fase oleosa se ha seguido una metodología, que es ampliamente utilizada en las

investigaciones de estudio de estabilidad de emulsiones agua/crudo (Borges y col., 2009; Delgado-Linares y col., 2016; Rondón y col., 2006; Salager y col., 2022), en la cual se cambia la concentración de asfaltenos (C_A) diluyendo el crudo con un solvente adecuado, en este caso disolventes aromáticos, y para cada C_A es posible conocer la concentración de desemulsionante óptima (C_D^*) a la cual la estabilidad de la emulsión es mínima (estabilidad). Como se muestra en la Fig. 2.

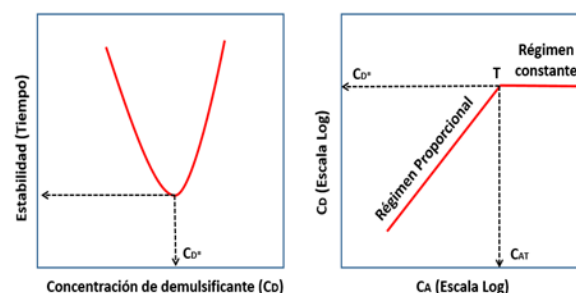


Fig. 2. (Izquierda) Variación de la estabilidad con respecto a la concentración del desemulsionante para dos valores de C_A . (Derecha) Evaluación del desempeño a través de un mapa $C_D^*-C_A$. La dosis óptima del agente desemulsionante (C_D^*) es el criterio de comparación en una C_A determinada (Alvarado y col., 2019).

El gráfico $C_D^*-C_A$ está compuesto por dos regiones divididas por una determinada concentración de asfaltenos, la denominada C_{AT} , que representa un punto de quiebre (T). La primera región se denomina régimen proporcional y corresponde a $C_A < C_{AT}$; hay una relación lineal entre C_D^* y C_A . La segunda región es una línea horizontal conocida como régimen constante que aparece para $C_A > C_{AT}$; en este rango la concentración de desemulsionante (C_D^*) permanece esencialmente constante, lo que parece indicar que el desemulsionante solo compensa el efecto de una cierta cantidad de asfaltenos (C_{AT}) que probablemente esté saturando la interfase. Los asfaltenos agregados en “exceso”, es decir, en $C_A > C_{AT}$, deberían entonces ubicarse no en la interfase sino cerca de ella (Pereira, 2009; Rondón y col., 2006; Salager y col., 2022).

Ahora bien, si la aromaticidad de la fase oleosa afecta a los agregados de asfaltenos que son los principales responsables de la estabilización de las emulsiones en el crudo, entonces tiene que existir una relación proporcional entre el aumento del parámetro de solubilidad de los asfaltenos y el desempeño del desemulsionante. Por lo tanto, el mapa $C_D^*-C_A$ constituye una herramienta importante para comparar los diferentes diluyentes aromáticos con el ciclohexano.

2. Procedimiento experimental

2.1. Desemulsionante

El desemulsionante empleado es parte del portafolio de bases desemulsionantes de petróleo Dow llamados “DEMTROL”,

Tabla 1. Base desemulsionante de crudo.

DEMTROL	Familia Química	RSN
2025	Resina alquilfenol formaldehído	12,8

en este caso la serie DEMTROL 2000. En la Tabla 1 se muestran algunas de las propiedades.

El número de solubilidad relativa (RSN) se determinó valorando el agua en una solución que contenía 1 g de desemulsionante DEMTROL™ y 30 mL de tolueno (2,6 % en volumen) y éter metílico de etilenglicol (97,4 % en volumen). El RSN se informa como el volumen de agua necesario para hacer que una solución se vuelva turbia o turbia.

2.2. Disolventes

Se utilizaron los siguientes reactivos como fueron recibidos, sin ninguna purificación adicional: ciclohexano (Fisher Scientific. 99,9%), n-heptano (Fisher Scientific. 99,9%), benceno (Merk. 99%), tolueno (Merk. 99,9%), xileno (Merk. 99,8%), cumeno (Merk. 99,9%) y agua destilada.

En la Tabla 2 se muestran algunos parámetros fisicoquímicos de los disolventes utilizados.

Tabla 2. Parámetros de solubilidad de Hildebrand

Constante dieléctrica (ϵ a 20°C)	Parámetros de solubilidad			
	δ_d	δ_p	δ_h	δ_T
Benceno	18,4	0,0	2,0	18,6
Tolueno	18,0	1,4	2,0	18,2
Xileno	17,8	1,0	3,1	18,0
Cumeno	17,8	0,0	1,0	17,8
Ciclohexano	16,8	0,0	0,0	16,8
Agua	15,6	16,0	42,3	47,8

Obtenidos de (Novaki y col., 2016)

2.3. Contenido de asfaltenos

El crudo utilizado proviene del campo Furrial ubicado en el norte del estado Monagas, Venezuela. La concentración de asfaltenos se determinó de acuerdo con el siguiente procedimiento: Los asfaltenos se precipitan adicionando 40 volúmenes de n-heptano.

El sólido precipitado constituido por asfaltenos y resinas coprecipitadas, se somete a lavados sucesivos en un extractor Soxhlet hasta transparencia del solvente de lavado. Posteriormente, el sólido se seca al vacío y en un baño de María hasta eliminar totalmente el solvente. Finalmente, se pesa el residuo sólido de asfaltenos. Este procedimiento se realiza al menos tres veces y se reporta el promedio como contenido de asfaltenos en el crudo.

2.4. Emulsiones sintéticas

Los sistemas estudiados estaban compuestos por un volumen igual (5 mL) de agua destilada y (5 mL) de una dilución del crudo (7,1% de asfaltenos) en los diferentes solventes (ciclohexano, benceno, tolueno, xileno y cumeno) para alcanzar concentraciones de asfaltenos C_A de 300 a 20.000

ppm. La dilución del crudo permite reducir la viscosidad y obtener una mayor velocidad de separación del agua.

2.5. Prueba de estabilidad

Los sistemas agua/crudo se agitaron levemente, y luego se dejaron en reposo durante 24 horas a temperatura ambiente hasta alcanzar el equilibrio. Luego se generaron las emulsiones utilizando un agitador de turbina a 11.000 rpm por un tiempo de 30 segundos.

Las emulsiones se trasvasaron a un tubo de ensayo graduado y se dejaron en reposo a temperatura ambiente (25 ± 2 °C). La persistencia de la emulsión se evaluó monitoreando el volumen de agua separado en función del tiempo. El tiempo necesario para separar el 50% del volumen total de agua se toma como una medida de la estabilidad de la emulsión.

3. Resultados y discusión

La adsorción de los asfaltenos en la interfase agua/crudo y su interacción con otros componentes surfactantes nativos como resinas, ceras y sólidos finos, es la causa de la estabilización de las emulsiones en el crudo (Umar y col., 2018; Wong y col., 2015b; Zolfaghari y col., 2016). Sin embargo, la interacción entre las propias moléculas de asfaltenos tiene el efecto más importante en la estabilización (da Silva y col., 2018). Por lo tanto, se ha adoptado el modelo de nanoagregados para explicar los resultados obtenidos. Tal como se muestra el Fig. 1. Este modelo propone que los nanoagregados se forman en la interfase y crecen apilándose hasta formar clusters a medida que aumenta la concentración de asfaltenos (Alvarado y col., 2019; Salager y col., 2022; Wong y col., 2015b).

Los nanoagregados tienen formas irregulares debido a que la composición de los asfaltenos es variable, pero en esencia tienen naturaleza aromática. De esta forma, la estabilidad de los clusters o nanoagregados debe ser afectada al cambiar la aromaticidad de la fase oleosa (Miller y col., 1994; Rahmati, 2021; Xie y col., 2019). El efecto de los solventes aromáticos en la consolidación de los asfaltenos en la interfase y, por ende, en la estabilidad de las emulsiones se estudió a través del benceno y sus derivados (xileno, tolueno y cumeno).

Variar la concentración de asfaltenos permitió evaluar el rendimiento del desemulsionante en comparación a los estudios con ciclohexano. Además, la variación de C_A tiene una relación directa con la tensión interfacial (Xie y col., 2019). En un medio oleoso con un elevado porcentaje de aromáticos, los sustituyentes alquílicos en el anillo bencénico del diluyente aumentan las interacciones de dispersión de London, con fracciones no polares de los asfaltenos, lo cual modifica de cierto modo la desviación hidrofílico-lipofílico de los asfaltenos (Alvarado y col., 2023; Liu y col., 2019).

Tal como se muestra en los gráficos de la Fig. 3, el aumento de la aromaticidad (aumento de la fracción volume-

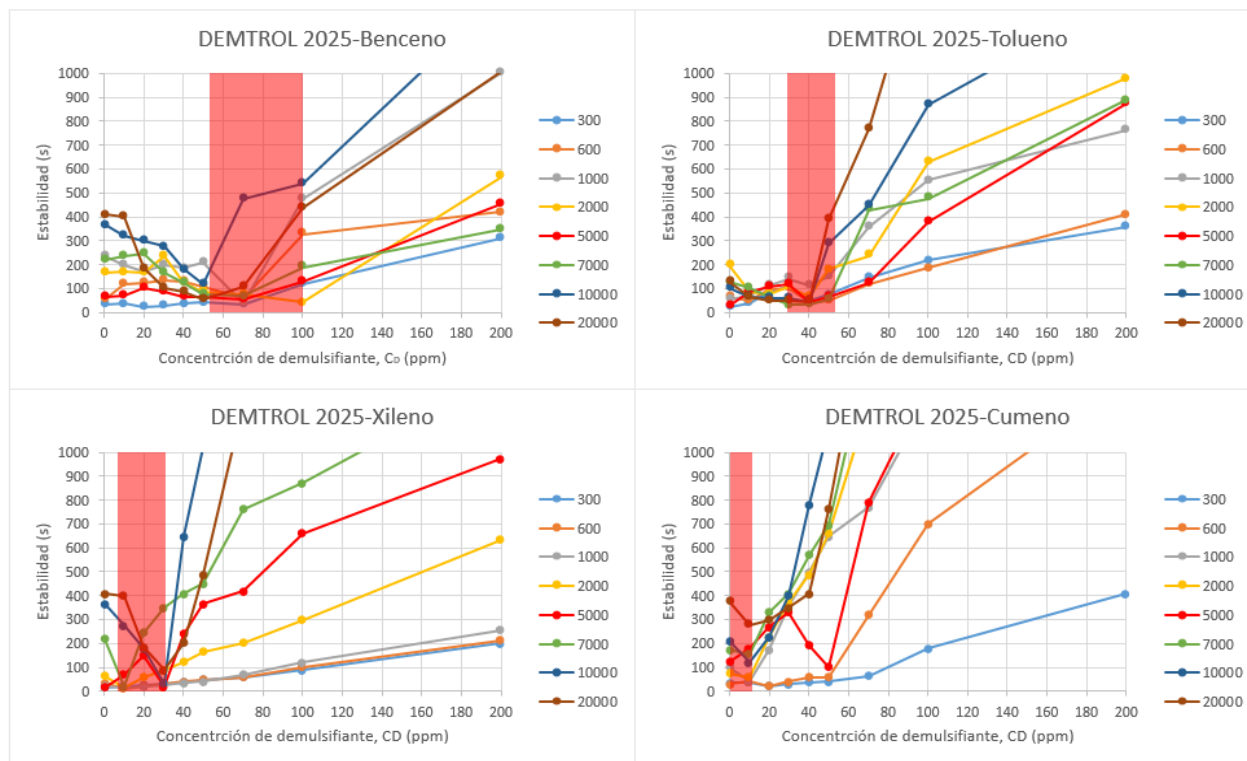


Fig. 3. Estabilidad en función de la concentración de desemulsionante para cada disolvente. La franja roja indica el rango de C_D donde se ubican los mínimos de estabilidad.

trica de diluyente aromático en proporción al crudo) mejoró sustancialmente el rendimiento para cada C_A . Tanto, las dosis de óptimas de desemulsionante C_{D*} como las estabilidades están muy por debajo a los resultados obtenidos al diluir el crudo con ciclohexano.

La dilución del crudo con los disolventes aromáticos generó una rápida separación de las emulsiones en ausencia de desemulsionante. En C_A bajas (300-600 ppm) se obtuvieron valores de estabilidad inferiores a los obtenidos con cualquier dosis de desemulsionante. Este comportamiento puede atribuirse a la favorable interacción de los asfaltenos con el solvente (efecto solvofílico), lo que limita la formación del número de nanoagregados (Delgado-Linares y col., 2016; Novaki y col., 2016; Shehzad y col., 2018).

A partir de 1000 ppm de asfaltenos, y en ausencia de desemulsionante nuevamente, se obtuvo un aumento considerable de la estabilidad. Sin embargo, este efecto quizás no corresponde únicamente a la acción de los asfaltenos, ya que también existen otros surfactantes naturales en el crudo que no se ven afectados en igual medida por la aromaticidad de la fase oleosa, pero aumentan su concentración a la par de C_A , y por lo tanto su actividad interfacial. La presencia de heteroátomos en la estructura molecular de los asfaltenos y el tamaño de las moléculas también pueden afectar el comportamiento de agregación de los asfaltenos (Rahmati, 2021).

Otro efecto importante de los disolventes aromáticos fue, la disminución de las concentraciones óptimas del desemulsionante C_{D*} , en comparación al estudio con ciclohexano, Fig. 4. Este mismo comportamiento se ha observado en sistemas de xileno/ciclohexano, y en ese caso se consideró como la disgregación de los asfaltenos en la interfase la principal responsable de la disminución de la estabilidad de las emulsiones (Alvarado y col., 2019; Marquez y col., 2019). De igual manera, esto puede ser extrapolado a los disolventes estudiados.

El efecto solvofílico de los disolventes aromáticos estudiados afecta tanto a los agregados de asfaltenos como al demulsificante, debido a que este rige la distribución de dichos anfífilos entre la interfase y el seno de la fase oleosa (Mannistu y col., 1997). Sin embargo, las interacciones entre los anillos bencénicos no pueden disgregar completamente las moléculas de asfalto a través de la interacción " π " y evitar el acercamiento (Hruljova y col., 2014; Niu y col., 2022; Primerano y col., 2024).

Las moléculas de asfalto se apilan entre sí a través de enlaces de hidrógeno entre los grupos OH y los átomos de N (Andrews y col., 2023). En otras palabras, estos enlaces de hidrógeno pueden llegar a ser tan importantes como las interacciones " π " entre los anillos de carbono de moléculas de benceno y moléculas de asfalto. Esto explica el hecho de ver cierta estabilidad a medida que se aumenta la C_A .

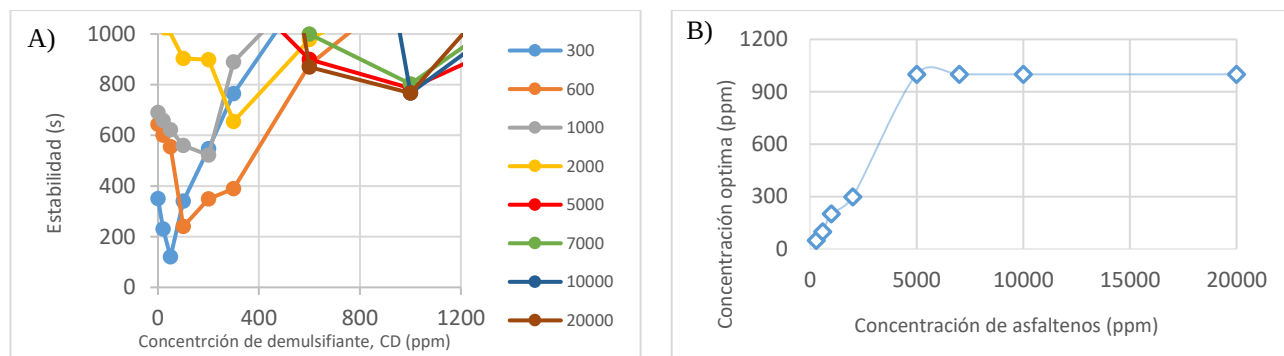


Fig. 4. a) Variación de la estabilidad con respecto a la concentración del desemulsionante en ciclohexano, b) mapa de formulación CD*-CA.

No obstante, en agregados ya formados originalmente en el crudo, estudios indican que, los asfaltenos pueden confinar moléculas de disolvente en la estructura de los clusters y en la superficie de los mismos (Carbognani y Rogel, 2002; Liang y col., 2022; Mannistu y col., 1997). La cantidad relativa del solvente confinado en los asfaltenos depende del tipo de asfalteno. Los asfaltenos con mayor grado aromático tienen una mayor capacidad para confinar, lo que se traduce en una mejor disgregación. En cualquier caso, esto se debe a las fuerzas de Van der Waals entre el disolvente aromático y los asfaltenos (Andrews y col., 2023).

Para las pruebas con ciclohexano, las únicas interacciones que tienen con los asfaltenos son de dispersión, Tabla 2. Por lo que su capacidad de disolver los nanoagregados es nula, incluso estos pueden llegar a compactarse más a medida que se envejece la emulsión (Salager y col., 2022). Sin embargo, el comportamiento del surfactante es totalmente diferente que en los medios aromáticos. Se pudo notar una disminución proporcional de la C_{D^*} a C_A inferiores de 5000 ppm, lo cual era de esperarse por ser característico de los mapas de formulación que se han establecido en estudios previos. Como se puede ver en la Fig. 4b, la zona constante comienza a partir de 5000 ppm. Por otro lado, se observó que los valores de C_{D^*} tienden a estar más dispersos en el benceno (50-100 ppm) que para el caso del cumeno (los valores de C_{D^*} están agrupados entre 0 y 10 ppm), (Fig. 3, franjas rojas).

Al observar los valores de C_{D^*} en los cuatro diluyentes se puede ver que la tendencia es ir agrupándose y desplazándose a valores más bajos cuando se aumenta el número de carbonos alcanos en el sustituyente. Comparando solo los diluyentes aromáticos se observa una relación directa entre dicha tendencia y dos parámetros: la masa molecular y el parámetro de solubilidad de Hildebrand. No obstante, los factores de polaridad, dispersión y puentes de hidrógeno no tienen correlación alguna con las C_{D^*} pero es evidente que δ_d tiene mayor contribución en la solubilización de los asfaltenos. Este comportamiento plantea que, las fuerzas de atracción de un determinado tipo disolverán a

aquellos asfaltenos que posean el mismo tipo de interacción intermolecular (Novaki y col., 2016).

Durante disgregación de los asfaltenos, las moléculas de disolvente aromático exhiben interacciones con fracciones accesibles de los clusters. Esto descomprime las capas de asfaltenos en la interfase permitiendo la penetración del disolvente y reduciendo el tamaño de los agregados (Alvarado y col., 2019; Liang y col., 2022). Luego, dependiendo de la naturaleza de los asfaltenos y su concentración, los solventes aromáticos se absorben en la superficie de los nanoagregados o solubilizan las moléculas de asfaltenos. De esta forma, se impide el acercamiento para agregarse nuevamente y se limita la interacción con la interfase (Zolfaghari y col., 2016).

Finalmente, queda claro que la aromaticidad de la fase oleosa ejerce una contribución mucho mayor en la desestabilización de las emulsiones en comparación a la acción del desemulsionante, pues su efecto solo es importante después de pasar por la C_{D^*} . A valores mayores de C_{D^*} se obtiene una alta estabilización de las emulsiones, como se muestra en la Fig. 4. La cantidad de disolvente aromático del medio no altera de manera importante el balance del surfactante en la interfase.

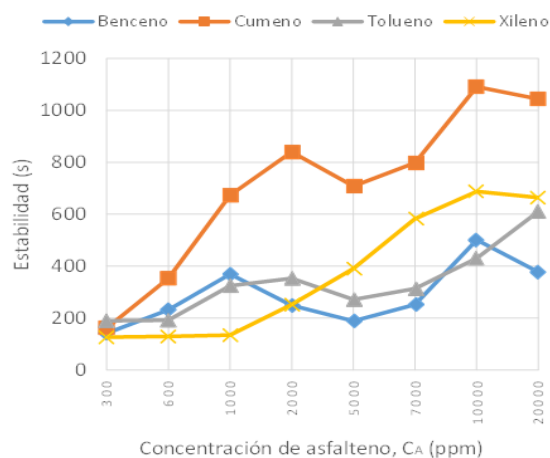


Fig. 5. Estabilidad de las emulsiones agua en crudo en función de concentración de asfalto para cada disolvente.

En el gráfico de la Fig. 5, se puede observar que la estabilidad promedio aumenta con la concentración de asfaltenos. Este comportamiento se debe a que existe una relación proporcional entre la cantidad promedio de asfaltenos y la tensión interfacial de los disolventes, podría atribuirse a los diferentes grados de fragmentación de las moléculas de asfaltenos a causa de las interacciones con los grupos sustituyentes del anillo bencénico (Hruljova y col., 2014; Mannistu y col., 1997; Savonina y Panyukova, 2023; Wong y col., 2015a).

4. Conclusiones

Los diluyentes aromáticos mejoraron significativamente la eficiencia del proceso de deshidratación llegando a requerir dosis óptimas de desemulsionante mucho más bajas de las obtenidas al diluir el crudo con ciclohexano. En los solventes aromáticos evaluados existe una relación entre la actividad interfacial de los asfaltenos y la masa molecular y el parámetro de solubilidad. El aumento de la aromaticidad del crudo generó valores bajos de estabilidad, incluso en ausencia de desemulsionante.

En general, los diluyentes aromáticos afectaron la afinidad de los agregados de asfaltenos en la interfase mucho más que la propia C_A . Al alejarse de la dosis óptima de desemulsionante solo se consiguió una alta estabilización de las emulsiones W/O. Sin embargo, la concentración de asfaltenos también contribuyó en aumentar la estabilidad a pesar de ya no tener mayor afinidad en la interfase.

Estos resultados son de considerable importancia para la práctica industrial debido a que se puede considerar el parámetro de aromaticidad de la fase oleosa como una variable en la formulación óptima para la deshidratación de emulsiones agua en crudo.

Agradecimientos

Se agradece a Gamma Química de Venezuela, C.A. Por su apoyo constante en el desarrollo de esta investigación.

Referencias

- Abdel-Raouf, M., 2012. Crude Oil Emulsions: Composition Stability and Characterization. BoD – Books on Demand.
- Alvarado, J.G., Bullón, J., Salazar-Rodríguez, F., Delgado-Linares, J.G., 2023. n -C₇ Asphaltenes Characterization as Surfactants and Polar Oil from the HLD_N Model Perspective. Ind. Eng. Chem. Res. 62, 11872–11884. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.3c01387>
- Alvarado, J.G., Delgado-Linares, J.G., Forgiarini, A.M., Salager, J.-L., 2019. Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 8. Demulsifier Performance at Optimum Formulation Is Significantly Improved by a Small Aromatic Content of the Oil. Energy Fuels 33, 1928–1936. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03994>
- Andrews, A.B., Bridot, J.-L., Freudenthal, O., Langevin, D., Mullins, O.C., 2023. Structure–Function Relations of Asphaltenes at the Interface. Energy Fuels 37, 17238–17249. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c03007>
- Borges, B., Rondón, M., Sereno, O., Asuaje, J., 2009. Breaking of Water-in-Crude-Oil Emulsions. 3. Influence of Salinity and Water–Oil Ratio on Demulsifier Action. Energy Fuels 23, 1568–1574. <https://doi.org/10.1021/ef8008822>
- Carbognani, L., Rogel, E., 2002. Solvent Swelling of Petroleum Asphaltenes. Energy Fuels 16, 1348–1358. <https://doi.org/10.1021/ef010299m>
- da Silva, M., Sad, C.M.S., Pereira, L.B., Corona, R.R.B., Bassane, J.F.P., dos Santos, F.D., Neto, D.M.C., Silva, S.R.C., Castro, E.V.R., Filgueiras, P.R., 2018. Study of the stability and homogeneity of water in oil emulsions of heavy oil. Fuel 226, 278–285. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.011>
- Delgado-Linares, J., Alvarado, J.G., Vejar, F., Bullon, J., Forgiarini, A.M., Salager, J.-L., 2016. Rompimiento de emulsiones de agua en petróleo crudo. 7. Desempeño del desemulsionante en formulación óptima para varias estructuras extendidas de surfactante | Solicitar PDF. Energy Fuels. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01286>
- Hruljova, J., Järvik, O., Oja, V., 2014. Application of Differential Scanning Calorimetry to Study Solvent Swelling of Kokersite Oil Shale Macromolecular Organic Matter: A Comparison with the Fine-Grained Sample Volumetric Swelling Method. Energy Fuels 28, 840–847. <https://doi.org/10.1021/ef401895u>
- Liang, T., Zhan, Z.-W., Zou, Y.-R., Lin, X.-H., Peng, P., 2022. Interaction between Organic Solvents and Three Types of Kerogen Investigated via X-ray Diffraction. Energy Fuels 36, 1350–1357. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03589>
- Liu, D., Li, C., Yang, F., Sun, G., You, J., Cui, K., 2019. Synergetic effect of resins and asphaltenes on water/oil interfacial properties and emulsion stability. Fuel 252, 581–588. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.159>
- Mannistu, K.D., Yarranton, H.W., Masliyah, J.H., 1997. Solubility Modeling of Asphaltenes in Organic Solvents. Energy Fuels 11, 615–622. <https://doi.org/10.1021/ef9601879>
- Marquez, R., Forgiarini, A.M., Langevin, D., Salager, J.-L., 2019. Breaking of Water-In-Crude Oil Emulsions. Part 9. New Interfacial Rheology Characteristics Measured Using a Spinning Drop Rheometer at Optimum Formulation. Energy Fuels 33, 8151–8164. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01476>

- Niu, Z., Meng, W., Wang, Y., Wang, Xuejun, Li, Z., Wang, J., Liu, H., Wang, Xiuhong, 2022. Characteristics of trace elements in crude oil in the east section of the south slope of Dongying Sag and their application in crude oil classification. *J. Pet. Sci. Eng.* 209, 109833. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109833>
- Novaki, L.P., Moraes, E.O., Gonçalves, A.B., de Lira, R.A., Linhares, V.N., de Oliveira, M.C.K., Meireles, F.A., Gonzalez, G., El Seoud, O.A., 2016. Solvatochromic and Solubility Parameters of Solvents: Equivalence of the Scales and Application to Probe the Solubilization of Asphaltenes. *Energy Fuels* 30, 4644–4652. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b00461>
- Pereira, J.C., 2009. Fenómenos de Ruptura e Inversión de Emulsiones: Aspectos Fisicoquímicos y Cinéticos (Tesis Doctoral). Universidad De Los Andes, Mérida, Venezuela.
- Primerano, K., Mirwald, J., Hofko, B., 2024. Asphaltenes and maltenes in crude oil and bitumen: A comprehensive review of properties, separation methods, and insights into structure, reactivity and aging. *Fuel* 368, 131616. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131616>
- Rahmati, M., 2021. Effects of heteroatom and aliphatic chains of asphaltene molecules on their aggregation properties in aromatics Solvents: A molecular dynamics simulation study. *Chem. Phys. Lett.* 779, 138847. <https://doi.org/10.1016/j.cplett.2021.138847>
- Raya, S.A., Mohd Saaid, I., Abbas Ahmed, A., Abubakar Umar, A., 2020. A critical review of development and demulsification mechanisms of crude oil emulsion in the petroleum industry. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 10, 1711–1728. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00830-7>
- Rondón, M., Boriati, P., Lachaise, J., Salager, J.-L., 2006. Rompimiento de emulsiones de agua en petróleo crudo. 1. Fenomenología fisicoquímica de la acción desemulsionante | *Energía y Combustibles*. *Energy Fuels*. <https://doi.org/10.1021/ef060017o>
- Salager, J.-L., Marquez, R., Delgado-Linares, J.G., Rondon, M., Forgiarini, A., 2022. Fundamental Basis for Action of a Chemical Demulsifier Revisited after 30 Years: HLDN as the Primary Criterion for Water-in-Crude Oil Emulsion Breaking. *Energy Fuels* 36, 711–730. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03349>
- Salehzadeh, M., Husein, M.M., Ghotbi, C., Dabir, B., Taghikhani, V., 2022. In-depth characterization of light, medium and heavy oil asphaltenes as well as asphaltenes subfractions. *Fuel* 324, 124525. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124525>
- Savonina, E.Yu., Panyukova, D.I., 2023. State of the Art and Prospects for the Development of Methods for Determining the Group Hydrocarbon Composition (SARA Composition) of Crude Oil and Petroleum Products. *Russ. J. Appl. Chem.* 96, 503–524. <https://doi.org/10.1134/S1070427223050014>
- Shehzad, F., Hussein, I.A., Kamal, M.S., Ahmad, W., Sultan, A.S., Nasser, M.S., 2018. Polymeric Surfactants and Emerging Alternatives used in the Demulsification of Produced Water: A Review. *Polym. Rev.* 58, 63–101. <https://doi.org/10.1080/15583724.2017.1340308>
- Umar, A.A., Saaid, I.B.M., Sulaimon, A.A., Pilus, R.B.M., 2018. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids. *J. Pet. Sci. Eng.* 165, 673–690. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.014>
- Wong, S.F., Lim, J.S., Dol, S.S., 2015a. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. *J. Pet. Sci. Eng.* 135, 498–504. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.006>
- Wong, S.F., Lim, J.S., Dol, S.S., 2015b. Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions. *J. Pet. Sci. Eng.* 135, 498–504. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.006>
- Xie, L., Lu, Q., Tan, X., Liu, Q., Tang, T., Zeng, H., 2019. Interfacial behavior and interaction mechanism of pentol/water interface stabilized with asphaltenes. *J. Colloid Interface Sci.* 553, 341–349. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.06.035>
- Zolfaghari, R., Fakhru'l-Razi, A., Abdullah, L.C., Elnashaie, S.S.E.H., Pendashteh, A., 2016. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. *Sep. Purif. Technol.* 170, 377–407. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2016.06.026>

Recibido: 5 de febrero de 2024

Aceptado: 7 de julio de 2024

Pereira, Juan. Doctor en Ciencias Aplicadas (ULA). Director del Laboratorio de Petróleo, Hidrocarburos y Derivados (PHD). Profesor Titular, Departamento de Química, Facultad Experimental de Ciencias y Tecnología, Universidad de Carabobo. Consultor Industrial en Fenómenos Interfaciales.

 <https://orcid.org/0000-0003-4600-726X>

Ojeda, Jason. *Licenciado en Química y Estudiante de Doctorado en Química tecnológica en la Universidad de Carabobo. Facultad Experimental de Ciencias y Tecnología.* Correo electrónico: jalexander.ojeda95@gmail.com

 <https://orcid.org/0009-0000-5433-7248>