

Estudio de la espumabilidad de crudos venezolanos

Venezuelan crude oils foamability

Delgado, José*; Salas, Carlos; Iglesias, Edinzo y Acosta, Miguel

Universidad de Los Andes, Laboratorio de Mezclado, Separación y Síntesis Industrial.

Mérida, Venezuela.

*josedel@ula.ve

Recibido: 02-12-2007

Revisado: 03-03-2008

Resumen

La generación de espuma puede llegar ser un problema en muchas de las etapas de la producción petrolera. Por ejemplo, en los separadores gas-crudo, la aparición de espuma es una circunstancia indeseable. Son muchos los factores que influyen en la formación y estabilidad de la espuma. El presente trabajo estudia la generación de espumas en sistemas solvente-crudo, se muestra el efecto que tiene la naturaleza del solvente sobre la espumabilidad de la mezcla. Se utilizaron tres crudos venezolanos provenientes de distintos yacimientos. Como solventes se utilizaron querosén y tolueno. Así mismo, se estudió la influencia de la viscosidad del crudo sobre la espumabilidad de las mezclas. Los resultados muestran que la espumabilidad de las mezclas crudo-solvente aumenta si el solvente tiene poco contenido de compuestos aromáticos. De igual forma se encontró que la espumabilidad de los sistemas pasa por un máximo a medida que aumenta la viscosidad del crudo.

Palabras Claves: Espumas no acuosas, crudos venezolanos, espumabilidad, asfaltenos.

Abstract

The suppression of operational problems in the petroleum production, such as the foam generation in the gas separation stages requires the study of the factors that influence in their formation and stability. In the present work, we study the influence of the environment aromaticity (crude-solvent system), the viscosity on the foamability of three Venezuelan crude oils. Kerosene and toluene were used like solvents. The results demonstrate that the foamability is greater in poor aromatic content environment. Additionally, results shown that there is a maximum in the foamability as the viscosity increases.

Key words: Non aqueous foams, Venezuelan crude oils, foamy oil, foamability, asphaltenes.

1 Introducción

Las espumas son dispersiones de gas en líquido, con un alto contenido de gas, donde la fase continua es el líquido y la fase dispersa esta constituida por burbujas de gas. Para que se genere una espuma es necesaria la presencia de agentes tensoactivos o cualquier otra sustancia que sea capaz de ubicarse en la interfase gas-líquido, y puede estabilizar las películas de líquido que rodean a las burbujas de gas.

Las espumas se definen en función de su calidad, que es la fracción de gas presente. Si la calidad es menor a 70 % se habla de espumas húmedas, y si es mayor al 90% de espumas secas (Durian y col., 1994).

Se han realizado numerosos estudios sobre las espumas acuosas, entre ellos estudios de estabilidad, espumabi-

lidad, flujo de espumas y reología de espumas (Durian y col., 1994, Bickerman J.J., 1973, Heller y col., 1987, Khan y col., 1988, Herzhaft y col., 1999, Deshpande y col., 2000, Briceño y col., 2003).

En la industria petrolera las espumas acuosas y los lodos compuestos por espumas contribuyen a mejorar la perforación y la recuperación de crudo atrapado en los yacimientos. Esta aplicación de las espumas ha impulsado el interés por estudiar el flujo de espumas acuosas en medios porosos en los últimos años.[8-11] (Joseph y col., 2002, Maini y col., 1994, Apaydin y col., 2000, Bertin y col. 1998).

La presencia de espumas puede ser indeseable en muchas operaciones industriales, sobre todo en el transporte y almacenamiento de líquidos. En otros casos la presencia de espumas es vital para la realización del proceso, la separa-

ción de minerales por flotación, es un ejemplo de ello. Existen situaciones en que la formación de espumas favorece algunas etapas del proceso, pero puede llegar a ser perjudicial para etapas posteriores. Este es el caso de la producción de crudos pesados, en Canadá o Venezuela. Estos crudos forman espumas muy estables, que contribuyen a incrementar la velocidad de producción. Pero una vez que el crudo es alimentado a los separadores gas-líquido, es necesario que la espuma formada se rompa rápidamente (Bauget y col. 2001). En estos equipos el gas puede arrastrar cantidades apreciables de líquido y generar inconvenientes en los compresores aguas abajo. Así mismo, las burbujas de gas presentes en el crudo contribuyen a la pérdida de eficiencia en los equipos de bombeo.

Tanto la necesidad de incrementar la producción de crudos pesados, como la de disminuir los problemas de operación, ha permitido centrar la atención en los fenómenos que intervienen en la formación y estabilización de las espumas de crudo. Se han hecho notables avances en la comprensión del papel que juegan algunos componentes en la estabilización de emulsiones agua en crudo, tal es el caso de las resinas y asfaltenos (McLean y col., 1997, Kilpatrick y col., 1998, Schorling y col., 1999, Khadim y col., 1999, Sztukowski y col., 2003).

Los asfaltenos se definen como la fracción de crudo soluble en solventes aromáticos (Tolueno y Benceno) e insoluble en n- alcanos (n-pentano, n-heptano, poseen una estructura química compleja, están constituidos por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen Nitrógeno, Azufre y oxígeno (Groenzin y col. 1999, Gray 1994, Yarranton y col., 2000).

Se han realizado estudios que intentan explicar los factores que estabilizan las espumas no acuosas. Callaghan y colaboradores (Callaghan y col., 1985) comprobaron la presencia de surfactantes naturales en el crudo, entre ellos ácidos carboxílicos de cadena corta y fenoles de peso molecular menor a cuatrocientos (400) que contribuyen a la estabilización de espumas.

Claridge y Pratt (Claridge y col., 1995) suponen que la estabilidad de la espuma esta relacionada con la adsorción de asfaltenos en la interfase crudo-gas, formando una película semirígida que ayuda a estabilizar la espuma.

Cassani y colaboradores (Cassani y col., 1992) estudiaron muestras de crudo del oriente de Venezuela (Crudo Furrial), y demostraron que la tendencia a formar espuma es proporcional a la concentración de asfaltenos. Sus resultados indican que los asfaltenos actúan como agentes tensoactivos que reducen la tensión superficial del líquido y por tanto estabilizan las películas que rodean burbujas.

Poindexter y colaboradores (Poindexter y col. 2002), estudiaron la espumabilidad y estabilidad de espumas de veinte crudos, once de ellos provenientes de pozos costa fuera del Golfo de México. En su estudio determinaron que la viscosidad del crudo juega un papel importante en la espumabilidad. No esta muy clara la influencia de las demás

variables (densidad, viscosidad y tensión superficial, contenido de asfaltenos y resinas) sobre la espumabilidad, pero las espumas de los crudos con alto contenido de asfaltenos mostraron mayor estabilidad. Posteriormente, Zaki y colaboradores (Zaki y col., 2002) estudiaron la influencia de los asfaltenos y resinas en la estabilización de espumas de aceite mineral mezclado con tolueno, encontrando que la adición de asfaltenos aumenta la espumabilidad, y mejoran la estabilidad de las espumas cuando se encuentran dispersos, o disueltos en solventes en los cuales se favorece su actividad superficial. Al igual que con la estabilización de emulsiones w/o, la mayor estabilidad de las espumas se observó para los asfaltenos cerca de su límite de solubilidad.

En el presente trabajo se estudia la espumabilidad de mezclas de tres crudos Venezolanos: Lago cinco (LC), Rosa mediano (RM), y Ayacucho (AY), con dos solventes orgánicos distintos. Se analiza la influencia que sobre la espumabilidad tienen parámetros fisicoquímicos como la naturaleza del diluyente y la viscosidad del crudo

2 Metodología experimental

Se utilizaron como solventes en las mezclas, Kerosén comercial filtrado con un EACN=8.2, Tolueno (99.7%) y n-heptano (99%).

Las muestras de crudo empleadas provienen de tres yacimientos venezolanos: Lago Cinco y Rosa Mediano originarios de la cuenca petrolífera del Lago de Maracaibo, y Ayacucho, de la Faja Petrolífera del Orinoco. La Tabla 1 muestra las propiedades de los crudos estudiados.

Para generar las espumas se utilizó Nitrógeno gaseoso comercial.

Tabla 1. Algunas propiedades de los crudos estudiados.

Crudo	Viscosidad @ 100 °F (cSt)	°API	Contenido de asfaltenos (%)
Lago Cinco (LC)	8.21	32.7	1.7
Rosa Mediano (RM)	49.34	24.6	4.3
Ayacucho (AY)	225000	10	11

El equipo de generación de espuma consta de una columna de burbujeo, constituida por un tubo vertical de vidrio de 40 cm de altura y 2.5 cm de diámetro, que posee una conexión en el fondo para la inyección de nitrógeno, así como una placa de vidrio sinterizado para permitir la inyección uniforme de gas en el seno del líquido (ver Fig. 1). El nitrógeno gaseoso es alimentado a la columna desde una bombona de nitrógeno comprimido. El flujo de gas es controlado mediante un sistema de válvulas reductoras de presión y un rotámetro marca Gilmont.

Para medir la viscosidad de las mezclas crudo-solvente se utilizó un reómetro marca Rheometric Scientific modelo SR-5000.

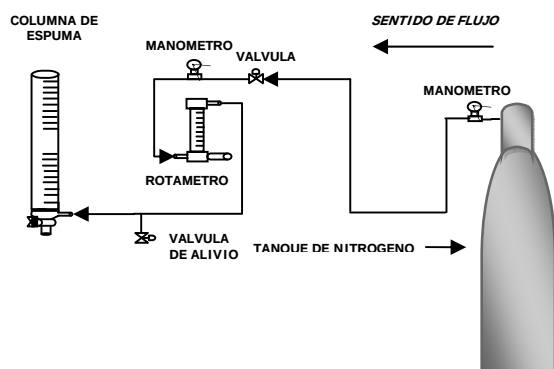


Fig. 1. Diagrama del equipo de generación de espuma

Utilizando las muestras de crudo y los solventes se prepararon una serie de diluciones a las que se les determinó su capacidad espumante así como su viscosidad dinámica. Las diluciones se identificaron de acuerdo a la proporción crudo -solvente, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Composición de las diluciones de crudo

Dilución	% crudo	% solvente
1	100	0
2	80	20
3	60	40
4	40	60

Los subíndices K (Kerosen) y T (Tolueno) se utilizaron para identificar el solvente usado en la dilución. Mientras que se usaron las siglas RM (Rosa Medio), LC (Lago Cinco) y AY (Ayacucho) para identificar el crudo contenido en la mezcla. Por ejemplo la dilución número tres (60% crudo-40% solvente) de crudo Rosa Mediano en Kerosén se denota RM_K-3 . El crudo sin diluir se referencia usando sólo sus siglas.

Una vez preparadas las mezclas crudo-solvente se procedió a determinar la espumabilidad utilizando el equipo descrito anteriormente. A diferencia de la metodología utilizada por otros autores (Poindexter y col., 2002, Kaki y col., 2002), que miden el volumen de espuma, en este trabajo se mide la altura de espuma que se forma en un intervalo de tiempo determinado (espumabilidad).

La prueba de espumabilidad se inició colocando 35 ml de solución en la columna, se suministró gas inerte (N_2) a un caudal de 185 ml/min. Este flujo de gas fue seleccionado luego de realizar varias experiencias exploratorias con diferentes caudales, hasta encontrar alturas medibles.

A partir del momento de la formación de las primeras burbujas se accionó el cronómetro y se comenzó a registrar valores de alturas de espumas en la columna en función del tiempo, esta metodología para medir espumabilidad es conocida como método mixto (Iglesias y col., 1995). Al transcurrir seis minutos luego de la formación de las primeras burbujas se cortó el flujo del gas a la columna y se continuó

midiendo la altura de la espuma en función del tiempo hasta que desapareció por completo.

Para garantizar la reproducibilidad de resultados, se realizó cuidadosamente la limpieza de todo el material de vidrio utilizado en las pruebas. Inicialmente el material se lavó empleando querosén ligeramente caliente y luego fue sumergido, por un periodo de veinticuatro horas en una solución sulfocrómica. De esta forma se eliminaron los restos de compuestos orgánicos que pudieron quedar adheridos en la superficie. Luego, el material de vidrio se enjuagó con abundante agua destilada y secado a temperatura controlada.

A cada una de las mezclas descritas en la Tabla 2 se le midió la viscosidad dinámica antes de someterla a la prueba de espumabilidad.

3 Resultados y discusión

3.1 Espumabilidad.

En la Fig. 2 se reportan los resultados de las pruebas de espumabilidad para las diluciones de crudo Lago Cinco en kerosén; se puede apreciar que la mayor altura de espuma la alcanzó la dilución LC_K-3 . Es necesario destacar que la muestra de crudo sin diluir (muestra LC) no generó espuma durante las pruebas. La Fig. 2 muestra que la espumabilidad de las diluciones se incrementa a medida que el contenido de kerosén aumenta, alcanzando el máximo para la dilución que contiene 40 % de solvente, para luego disminuir cuando el contenido es de 60% (muestra LC_K-4).

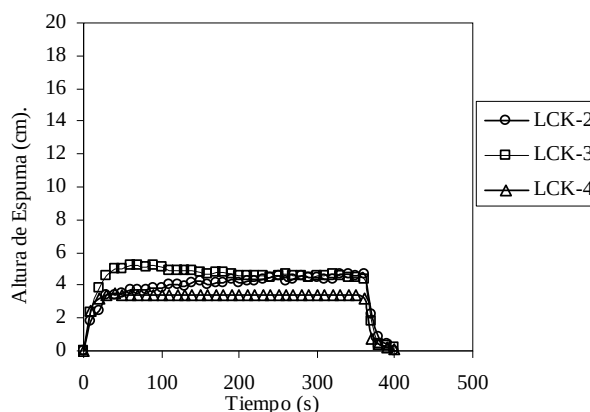


Fig. 2. Espumabilidad de las diluciones de crudo Lago Cinco en Kerosén.

En la Fig.3 se muestran las curvas de espumabilidad para las diluciones del crudo Lago Cinco utilizando como solvente tolueno; se aprecia que a medida que aumenta el contenido de solvente decrece la altura de la espuma formada. Esta vez el máximo de espumabilidad se alcanza para la dilución con 20% de contenido en Tolueno.

El comportamiento de las diluciones de crudo Rosa Mediano se muestran en las Figs 4 y 5; las diluciones RM_K-2 y RM_T-2 no generaron espumas. No obstante las restantes diluciones.

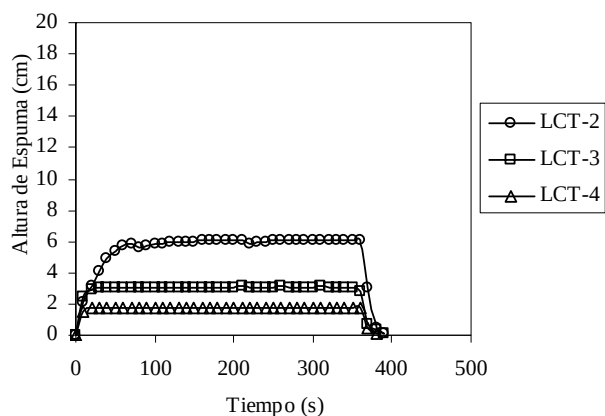


Fig. 3. Espumabilidad de las diluciones de crudo Lago Cinco en tolueno.

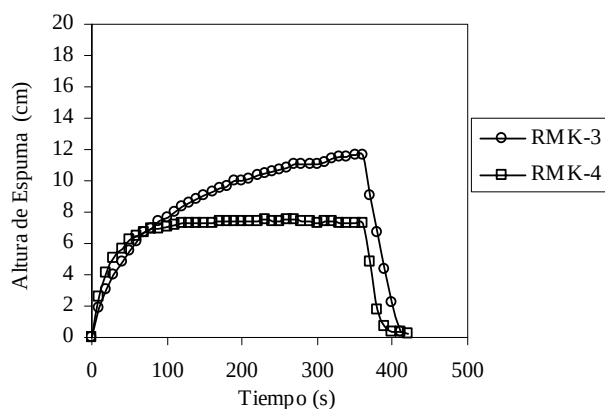


Fig. 4. Espumabilidad de las diluciones de crudo La Rosa Mediano en kerosén.

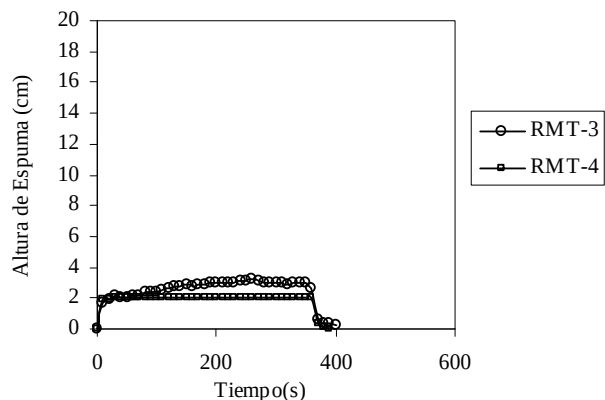


Fig. 5. Espumabilidad de las diluciones de crudo Rosa Mediano en tolueno.

En las Figs 6 y 7 se muestran las curvas de espumabilidad para las diluciones del crudo Ayacucho en kerosén y tolueno respectivamente. Las diluciones AY, AY_K-2 y AY_T-2 no generaron espumas. El efecto de la concentración del solvente sobre la espumabilidad es el mismo que el observado en los demás crudos; máximo para 40% de solvente, sin importar la naturaleza del mismo. La altura de las

espumas generadas en el crudo Ayacucho es mucho mayor a las del resto de los crudos, lo cual puede atribuirse a su mayor viscosidad (ver Fig. 12) y contenido de asfaltenos (ver Tabla 1). Estos factores contribuyen a la formación de una película más elástica y estable en la interfase liquido-gas y se asocian a altas capacidades espumantes (Bauget y col., 2001).

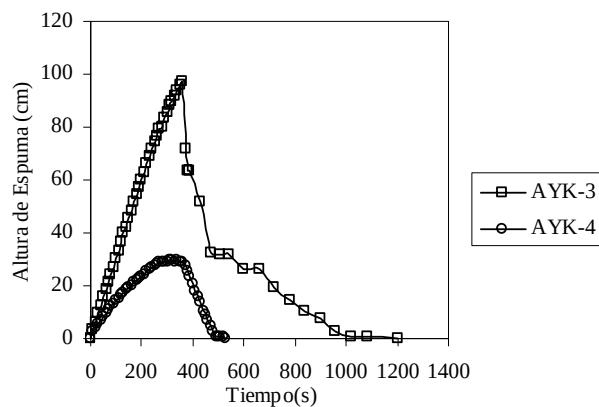


Fig. 6. Espumabilidad de las diluciones de crudo Ayacucho en Querosén.

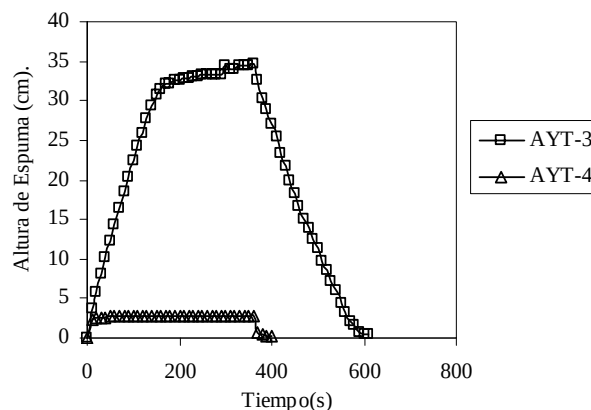


Fig. 7. Espumabilidad de las diluciones del crudo Ayacucho en Tolueno

En la Fig. 8 se muestran las alturas de las espumas generadas para diluciones en kerosén de los tres crudos, corroborando el mayor poder espumante del crudo Ayacucho respecto a los otros dos. Así mismo, se aprecia el máximo de espumabilidad en las soluciones de crudo Ayacucho y Rosa Mediano con 40% de kerosén.

En los crudos Rosa Mediano y Ayacucho, las diluciones con bajo o nulo contenido de solvente (0 y 20 %) no generan espumas debido a que la viscosidad de la solución es muy alta e impide la generación de una película elástica que recubre las burbujas de gas. Otro factor que puede explicar la baja espumabilidad en las diluciones con bajo contenido de solvente, es el hecho de que los tensoactivos naturales presentes en los crudos (asfaltenos y resinas), están en estado disperso lo cual minimiza su actividad interfacial (McLean y col., 1997).

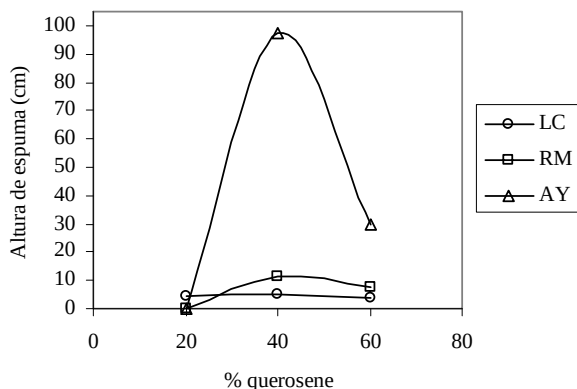


Fig. 8. Altura de espuma alcanzada por las diferentes diluciones de crudos en querosén.

A medida que aumenta la dilución del crudo, la espumabilidad aumenta hasta alcanzar un valor máximo para diluciones con 60% crudo y 40% solvente. Este incremento progresivo de la espumabilidad, puede estar directamente relacionado con la disminución de la viscosidad de la dilución lo que permite la formación de películas de líquido estables. Además, al aumentar la cantidad de solvente los asfaltenos tienden a formar agregados con propiedades tensoactivas, que a su vez pueden estabilizar la espuma. Este efecto es similar al mostrado por estas especies químicas sobre la estabilidad de emulsiones agua en crudo (McLean y col., 1997).

La presencia de agregados asfálticos en la interfase de las burbujas, genera una película elástica que las estabilizan, dicha elasticidad depende del ordenamiento de los asfaltenos en la red de agregados que la conforman (Bauget y col., 2001). Estudios previos (Zaki y col., 2002) han demostrado además, que el aumento de la viscosidad y el contenido de asfaltenos en sistemas no acuosos (aceites limpios modelos), incrementa su espumabilidad.

Al aumentar el contenido de solvente por encima del 60%, la espumabilidad disminuye probablemente debido a que la agregación de los asfaltenos es tal que genera un precipitado de baja actividad interfacial, y que tiende a depositarse lejos de la interfase.

En las Figs. 2 a 6 puede apreciarse el efecto de la naturaleza del solvente sobre la espumabilidad, siendo las soluciones con querosén las que generan espumas de mayor altura para los crudos Rosa Mediano y Ayacucho. Esto implica que a medida que aumenta la aromaticidad del solvente la estabilidad de la película de líquido disminuye. Posiblemente debido a la solubilización de los asfaltenos por parte del tolueno; es importante destacar que el umbral de agregación de los asfaltenos es mayor en tolueno que en kerosén, lo cual retarda la formación de agregados interfacialmente activos (McLean y col. 1997).

El efecto de la naturaleza del solvente sobre la espumabilidad de crudos pesados puede apreciarse claramente en la Fig. 9, donde se presenta el comportamiento del crudo

Ayacucho en ambos solventes.

En el caso del crudo Lago Cinco, no se observa diferencias marcadas de la espumabilidad con la naturaleza del solvente, lo que sugiere que la estructura de los asfaltenos de este crudo, así como su baja concentración, hacen que su actividad interfacial sea similar en ambos medios.

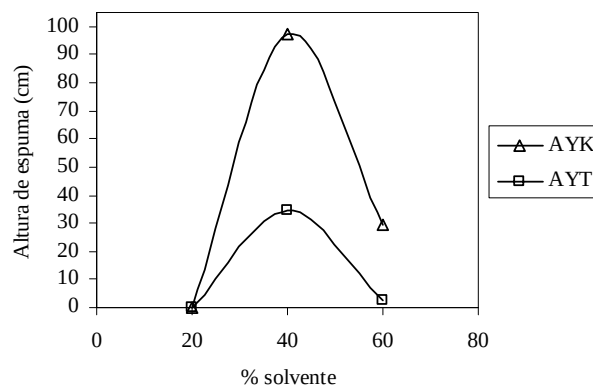


Fig. 9. Altura de espuma alcanzada por las diferentes diluciones de crudo Ayacucho en querosén y tolueno

3.2 Efecto de la viscosidad sobre la espumabilidad

En las Figs 10, 11 y 12 se presenta el efecto de la viscosidad del sistema sobre la espumabilidad (se grafica altura máxima alcanzada en la prueba vs viscosidad dinámica de la disolución), para los crudos Lago Cinco, Rosa Mediano y Ayacucho, respectivamente

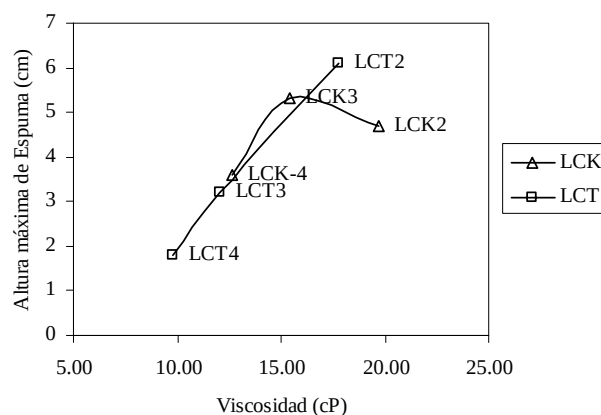


Fig. 10. Efecto de la viscosidad sobre la espumabilidad del crudo Lago Cinco

En los tres casos se aprecia una tendencia similar, la espumabilidad aumenta hasta alcanzar un máximo y luego disminuye, lo cual sugiere la existencia de un valor de viscosidad umbral, en el cual la película interfacial presenta su mayor elasticidad, además esto puede verse favorecido por la presencia de agregados coloidales interfacialmente activos, formados por los surfactantes naturales del crudo (asfaltenos y resinas) (McLean y col., 1997), cuya formación es inducida por la interacción de tales especies químicas

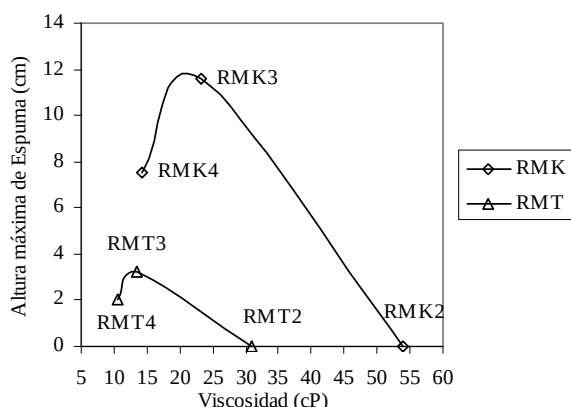


Fig. 11. Efecto de la viscosidad sobre la espumabilidad del crudo Rosa Mediano

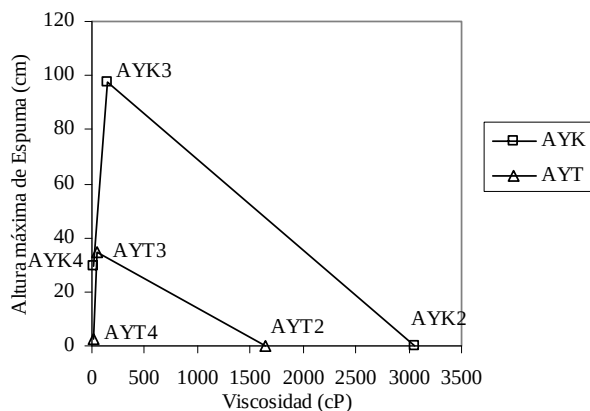


Fig. 12. Efecto de la viscosidad sobre la espumabilidad del crudo Ayacucho

con el solvente añadido. Cuando la viscosidad es muy baja dicha película es frágil y se rompe con facilidad, caso contrario para viscosidades elevadas cuando la película se hace muy rígida lo que dificulta la formación de espumas (Bauget y col., 2001).

4 Conclusiones

La espumabilidad de los crudos (y sus mezclas con solventes), es una propiedad que depende de la naturaleza y composición de las sustancias involucradas. Factores como la estructura del solvente, la viscosidad del crudo y el contenido de asfaltenos determinan la espumabilidad del sistema.

De los tres crudos empleados, el crudo Ayacucho es el que genera espumas de mayor altura; así mismo la tendencia general es que la espumabilidad disminuye cuando aumenta la aromaticidad del solvente. Esto se relaciona directamente con el estado de agregación de los surfactantes naturales presentes, a saber, asfaltenos y resinas. Para ninguno de los crudos estudiados, la variación de la espumabilidad con la viscosidad del sistema es monótonica, sino que exhibe un máximo para cierto valor particular de la viscosi-

dad y luego disminuye, debido posiblemente a cambios en la elasticidad de la película interfacial.

No obstante, a pesar de que se ha intentado aislar cada uno de los factores que influyen directamente en la espumabilidad de sistemas complejos como el petróleo, no se puede descartar el efecto sinérgico entre ellos, pues todos están estrechamente relacionados.

5 Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento al Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos (FIRP) y al Laboratorio de Petróleo y Catálisis Aplicada, de la Universidad de Los Andes-Venezuela, por prestar sus instalaciones y equipos para la realización de algunos experimentos.

Referencias

- Durian DJ, Weitz DA, 1994, Foams. Kirk Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, 4th Edición, Tomo 11, pp. 783-805.
- Bikerman JJ, 1973, Foams. Springer, New York.
- Heller JP y Kuntamukkula MS, 1987, Critical review of the foam rheology literature, Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 26, pp. 318-325. (revisar numero)
- Khan SA, Schnepfer CA y Armstrong RC, 1988, Foam rheology: III. Measurement of shear flow properties, J. of Rheology, Vol. 32, No. 1, pp. 69-92.
- Herzhaft B, 1999, Rheology of aqueous foams: a literature review of some experimental works, Oil & Gas Sci. Technol. – Rev. IFP, Vol. 54, No. 5, pp. 587-596.
- Deshpande NS y Barigou M, 2000, The flow of gas liquid foams in vertical pipes, Chem. Eng. Sci., Vol. 55, No. 19, pp. 4297-4309.
- Briceño MI y Joseph DD, 2003, Self-lubricated transport of aqueous foams in horizontal conduits, Int. J. Multiphase Flow, Vol. 29, pp. 1817-1831.
- Joseph D, Kamp A y Bai R, 2002, Modeling foamy oil flow in porous media, Int. J. Multiphase Flow, Vol. 28, pp. 1659-1686.
- Maini BB y Sarma H, 1994, Role of nonpolar foams in production of heavy oils, Adv. Chem. Ser., Vol. 242, pp. 405-420.
- Apaydin OG y Kovscek AR, 2000, Transient foam flow in homogeneous porous media: Surfactant concentration and capillary end effects, SPE 59286, pp. 1-17. (revisar)
- Bertin HJ, Apaydin OG, Castanier LM y Kovscek AR., 1998, Foam flow in heterogeneous porous media: effect of crossflow, SPE paper 39678, pp. 1-13.
- Bauget F, Langevin D y Lenormand R., 2001, Dynamic surface properties of asphaltenes and resins at the oil-air interface, J. Colloid Interface Sci., Vol. 239, pp. 501-508.
- McLean J y Kilpatrick P, 1997, Effects of asphaltene solvency on stability of water-in-crude-oil emulsions, J. Colloid Interface Sci., Vol. 189, pp. 242-253.

- McLean J y Kilpatrick P, 1997, Effects of asphaltene solvency on stability of water-in-crude-oil emulsions, *J. Colloid Interface Sci.*, Vol. 196, pp. 23-24.
- Kilpatrick P, McLean J, Spiecker M y Sullivan A, 1998, The role of petroleum asphaltenes in the stabilization of water-in-oil emulsions, structures and dynamics of asphaltenes, Plenum Press, New York. (REVISAR)
- Schorling PC, Kessel DG y Rahimian I, 1999, Influence of the crude oil resin/asphaltene ratio on the stability of oil/water emulsions, *Colloids Surf. A*, Vol. 152, pp. 95-102.
- Khadim M y Sarbar M, 1999, Role of asphaltene and resin in oil field emulsions, *J. Petrol Sci Eng.*, Vol. 23, pp. 213-221.
- Sztukowski D, Jafari M, Alboudwarej H y Yarranton H, 2003, Asphaltene self-association and water-in-hydrocarbon emulsions, *J. Colloid Interface Sci.*, Vol. 265, pp. 279-286.
- Groenzin H y Mullins O, 1999, Asphaltene molecular size and structure, *J. Phys. Chem. A.*, Vol. 103, No. 50, pp. 11237-11245.
- Gray M, 1994, Upgrading petroleum residues and heavy oils, Marcel Dekker, INC, New York.
- Yarranton H, Alboudwarej H y Jakher R., 2000, Investigation of asphaltene association with vapour pressure osmometry and interfacial tension measurements, *Ind. Eng. Chem. Res.*, Vol. 39, No. 8, pp. 2916-2924.
- Callaghan IC, McKechnie AL, Ray JE y Wainwright JC, 1985, Identification of crude oil components responsible for foaming, *Soc. Pet. Eng. J.*, pp. 171.
- Claridge EL y Prats M, 1995, A proposed model and mechanism for anomalous foamy heavy oil behavior, SPE Paper 29243, SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada, pp. 9-20.
- Cassani F, Ortega P, Davila A, Rodriguez W y Serrano J., 1992, SPE paper 23681., Second Latin American Petroleum Engineering Conference, II LAPEC, Caracas, Venezuela.
- Poindexter M, Zaki N, Kilpatrick P, Marsh S y Emmons D, 2002, Factors contributing to petroleum foaming, 1. Crude oil systems, *Energy & Fuels*, Vol. 16, pp. 700-710.
- Zaki N, Poindexter M y Kilpatrick P, 2002, Factors contributing to petroleum foaming, 2. Synthetic crude oil systems, *Energy & Fuels*, Vol. 16, pp. 700-710.
- Iglesias E, Anderez J, Forgiarini A y Salager JL, 1995, A new method to estimate the stability of short-life foams.

