

Evaluation of oil-in-water emulsions with non-ionic and anionic surfactants mixtures for potential use in the oil industry

**Nacarid Delgado*, Fredy Ysambertt*, Carla Montiel, Gerson Chávez,
Ana Cáceres, Bélgica Bravo and Nelson Márquez**

*Laboratorio de Petroquímica y Surfactantes, Departamento de Química,
Facultad Experimental de Ciencias, Universidad del Zulia. Maracaibo 526, Venezuela.
Teléfono ++ 58 (0) 261-8156937. Fax ++ 58 (0) 261-7598125.
ndelgado@luz.edu.ve, ysambertt@yahoo.com*

Abstract

In the present work, formulations to emulsify heavy crude oil in water, at crude oil/water relationship of 70/30, were evaluated. Non-ionic and anionic surfactants were used with amines of short chain as co-surfactants. Stability, viscosity, conductivity, drop size and size distribution, were evaluated. Stable emulsions were obtained with simple and multiple systems which smaller viscosities than the original crude oil, all them with external phases of water and "extended inversion zone". The minimum drop size obtained was of 23 μm , with polydispersed distributions, unimodals and bimodals. It was concluded that non-ionic and anionic surfactants mixtures originate a positive synergy, increasing the stability of the crude oil emulsions, and as well as that short chain amines are excellent co-surfactants, because they stabilize micelles formed inside the surfactant-water-crude oil system.

Key words: Emulsion, surfactant, stability, viscosity, co-surfactant.

Evaluación de emulsiones de crudo en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos de uso potencial en la industria petrolera

Resumen

En el presente trabajo se evaluaron formulaciones para emulsionar crudo pesado en agua, a una relación crudo/agua 70/30. Se utilizaron surfactantes no-iónicos y aniónicos, mientras que aminas de cadena corta se emplearon como co-surfactantes. Se evaluaron la estabilidad, la viscosidad, la conductividad, el tamaño promedio de gota y la distribución de tamaño promedio de gota. Se obtuvieron emulsiones estables para sistemas simples y múltiples, cuyas viscosidades son considerablemente menores a la viscosidad original del crudo, todas de fase externa agua y con una amplia zona de inversión. El tamaño mínimo promedio de gota obtenido fue de 23 μm , con distribuciones polidispersas, tanto unimodales como bimodales. Se concluyó que las mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos originan una sinergia positiva incrementando la estabilidad de las emulsiones de crudo en agua, y que las aminas de cadena corta son excelentes co-surfactantes, ya que estabilizan las micelas formadas dentro del sistema surfactante-agua-crudo.

Palabras clave: Emulsión, surfactante, estabilidad, viscosidad, co-surfactante.

Introducción

La industria petrolera debe enfrentar los problemas provocados por los fenómenos interfaciales desde las operaciones de perforación hasta el acondicionamiento de los productos acabados; es por ello que el uso de surfactantes se ha convertido en una práctica común en las operaciones de perforación, producción y refinación de petróleo [1]. Una aplicación importante de los surfactantes es la producción de emulsiones estables de crudos pesados en agua (tipo O/W, oil-in-water) con propósitos de extracción, transporte y almacenamiento del crudo [2-10]. La formación de este tipo de emulsiones para reducir la viscosidad de crudos pesados es una alternativa a métodos convencionales tales como el calentamiento o la dilución con crudos livianos o gasóleos, los cuales implican enormes costos de inversión y de funcionamiento [7].

En las últimas décadas se han utilizado surfactantes no-iónicos y aniónicos para emulsionar el crudo en agua. Los surfactantes no-iónicos tienen la ventaja de ser casi insensibles a la salinidad de la fase acuosa, mientras que algunos surfactantes aniónicos tienen la ventaja de reducir más la tensión interfacial crudo/agua, y resultan más económicos que los surfactantes no-iónicos [8]. En una formulación comercial no sólo está presente el surfactante o una mezcla de estos, sino también otra serie de compuestos, como los co-surfactantes, que pueden modificar las condiciones del sistema. En este sentido, recientemente se ha reportado la influencia de aminas de cadena corta como estabilizantes de emulsiones de crudo en agua [11-13].

Con base en estos antecedentes, se planteó como objetivo de este trabajo preparar emulsiones de crudo en agua con diferentes tipos y proporciones de mezcla de surfactantes no-iónicos y aniónicos, evaluando sus características físico-

químicas para determinar su potencial aplicación en los distintos procesos que se llevan a cabo dentro de la industria petrolera. Adicionalmente, se estudia el efecto de la adición de aminas de cadena corta como co-surfactantes sobre las propiedades de las emulsiones.

Parte Experimental

Surfactantes y muestras

Se emplearon surfactantes comerciales no-iónicos con distinto número de unidades de óxido de etileno (EON): nonil fenol polietoxilado de 18 EON (NPE-18), y alcoholes polietoxilados (APE) de 10, 12, 14 y 18 EON, suministrados por la empresa Etoxyl de la Arch Chemical. Se utilizó el surfactante aniónico dodecil benceno sulfonato (DBS), marca Sigma (80%). Como co-surfactantes se utilizaron las siguientes aminas alifáticas de cadena corta: etilamina (Riedel de Häen, 70% w), n-butilamina (Aldrich, 99%) y ciclohexilamina (Aldrich, 99%).

Se utilizaron crudo pesado Boscán (Costa Occidental del Lago de Maracaibo, Estado Zulia, Venezuela), suministrado por PDVSA, y agua del Lago de Maracaibo recolectada en el Municipio San Francisco. Las especificaciones del crudo y del agua usada para emulsionar se muestran en las Tablas 1 y 2, respectivamente.

Tabla 1
Especificaciones del crudo Boscán [6]

Propiedad	Valor
Gravedad específica @ 15°C	0,9994 g/cm ³
Gravedad API	10,2
Viscosidad dinámica	± 100000 cP
Contenido de agua	<1%

Tabla 2
Especificaciones del agua del Lago de Maracaibo

Propiedad	Muestra (1)	Muestra (2)
Salinidad (g de NaCl/ 100 mL)	8	5
pH	8	6,56
Alcalinidad (ppm como CaCO ₃)	64	52

Muestra 1: colectada en época seca. Muestra 2: colectada en época de lluvias.

Materiales y equipos

Material volumétrico de laboratorio, balanza analítica (Denver Instrument), baño de ultrasonido (Branson, modelo 1200), agitador magnético, plancha de agitación (Corning, modelo PC-610), baño termostatzado con circulador de agua (PolyScience, LAUDA tipo B), conductímetro (Microprocessor Conductivity Meter, modelo LF 320 y Standard-Conductivity cell TetraCon[®]325), reómetro (Brookfield, modelo LVDV-III+, y Software Rheocal32) y analizador de tamaño de partícula (Malvern, modelo Master Sizer).

Procedimiento

Los surfactantes se prepararon en agua del lago. Las emulsiones de crudo en agua se prepararon mezclando el crudo y la solución acuosa del surfactante o mezcla de surfactantes con agitación magnética a una velocidad de 1200 rpm durante 15 minutos [5, 14-16]. La concentración de los surfactantes no-iónicos en la fase acuosa se varió desde 500 hasta 5000 ppm, y la concentración de amina se varió desde 0,5 hasta 3,0% v/v. La relación crudo/agua (WOR) se mantuvo en 70/30, ya que se ha reportado que alrededor de esta proporción se han obtenido los valores más bajos de viscosidad y emulsiones estables para distintas aplicaciones con un alto porcentaje de fase interna [2, 4, 8, 11, 17].

Para realizar las pruebas de estabilidad de las emulsiones, éstas se almacenaron en tubos sellados y se llevaron a un baño termostatzado a 30°C, registrando el volumen de agua clarificado durante 24 horas. La conductividad eléctrica se determinó variando la WOR a una determinada concentración de surfactante, expresando la conductancia de la emulsión en función de la fracción volumétrica de agua (fw). La medición de viscosidad de la emulsión se realizó con el reómetro, variando la velocidad de agitación en cada una de las pruebas realizadas, utilizando el Software Rheocal32 para el análisis de los resultados. Los resultados del promedio de tamaño de gota y su distribución se obtuvieron utilizando un analizador de partícula basado en la técnica de difracción láser. Para el análisis de los resultados se utilizó el programa Master Sizer.

Resultados y Discusión

Análisis físico-químico del agua para emulsionar

En la Tabla 2 se reportan los parámetros físico-químicos del agua del Lago de Maracaibo recolectada en dos épocas del año diferentes. Las primeras pruebas se realizaron con agua recolectada durante los meses de abril-mayo, en época de sequía (Muestra 1). El resto de las pruebas se realizó con agua recolectada en el mes de noviembre, en época de lluvias (Muestra 2), observándose valores de pH, salinidad y alcalinidad menores que en el caso anterior. Estos resultados pueden variar según la época del año, hora y zona de recolección de la muestra. Se decidió emulsionar con agua del lago dada la cercanía y disponibilidad de esta agua en las zonas de donde se extrae el crudo, lo cual puede ser favorable para aplicaciones de transporte de crudos pesados, sin embargo, las características del agua para emulsionar van a depender de la aplicación específica de la emulsión.

Emulsiones de crudo en agua estabilizadas con surfactantes no-iónicos

La Figura 1(a) muestra la estabilidad de las emulsiones preparadas con el surfactante NPE-18, expresada como el volumen de fase externa separado de la emulsión en función del tiempo. Se observa que a una concentración total de 2500 ppm se obtiene la emulsión más estable, es decir, aquella donde se separó menor cantidad de agua; el hecho de que la emulsión preparada a una concentración de 2500 ppm sea más estable que la preparada a 5000 ppm, puede atribuirse a una mayor saturación de la interfase crudo/agua a medida que aumenta el número de moléculas del surfactante, lo cual tiende a desestabilizar el sistema. De manera similar, con APE-12 y APE-14 se obtuvieron las emulsiones más estables a una concentración de 2500 ppm. Se optó por trabajar con APE-14 (Figura 1b), pues al aumentar el EON aumenta la afinidad del surfactante por la fase acuosa, lo que favorece la formación de emulsiones de tipo O/W [6].

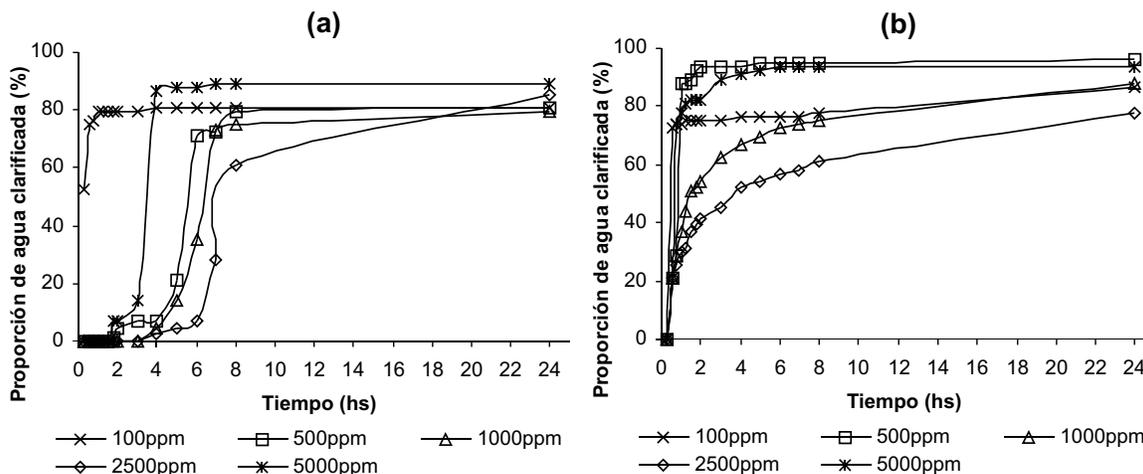


Figura 1. Proporción de agua separada en función del tiempo para emulsiones de crudo en agua preparadas a diferentes concentraciones de surfactante: (a) NPE-18 y (b) APE-14, (WOR 70/30, Temperatura 30°C).

El hecho de que el APE-14 sea comparable al NPE-18 en la estabilización de emulsiones, se atribuye a que el grupo lipofílico nonil benceno es más hidrofóbico que el alquilato C_{13} correspondiente a los APE, lo cual es compensado con un valor de EON mayor, como lo demuestran resultados previos de la evaluación del coeficiente de reparto (K_i) de estos grupos de surfactantes comerciales (APE y NPE) a un mismo valor de EON [18].

Emulsiones de crudo en agua estabilizadas con mezclas de surfactantes no-iónico/aniónicos

Se evaluó la formación de emulsiones de crudo pesado en agua estabilizadas con una mezcla binaria de surfactantes. Para ello se varió la proporción de mezcla de los surfactantes NPE-18/DBS y APE-14/DBS a una concentración total de 2500 ppm, obteniéndose una proporción de mezcla óptima de 50/50. Estas emulsiones se prepararon con la muestra (1) de agua del lago. La Figura 2 muestra que tanto para el NPE-18 como para el APE-14, las emulsiones preparadas con mezclas de surfactantes no-iónicos/aniónicos son más estables que las preparadas sólo con el surfactante no-iónico, lo que indica que esta mezcla de surfactantes tiene un efecto positivo en las formulaciones estudiadas. El efecto de adicionar el surfactante DBS a la formulación es proteger las gotas pequeñas, por

efectos estéricos y de carga, evitando así que se formen gotas de mayor tamaño y ocurra la separación de las fases de la emulsión [8, 19].

Emulsiones de crudo en agua estabilizadas con aminas como co-surfactantes

Inicialmente se adicionó *n*-butilamina a la mezcla de surfactantes en una concentración de 1% v/v, dada la influencia de aminas de cadena corta como estabilizantes de emulsiones de crudo en agua [12-14]. La adición de *n*-butilamina al sistema incrementó la estabilidad de las emulsiones, tanto para el surfactante NPE-18 como para el APE-14, a una concentración de 2500 ppm. Con base en estos resultados, y para evaluar el efecto de las aminas como co-surfactantes, se estudió la influencia del número de átomos de carbono de la amina (NACA) en la estabilización de las emulsiones de crudo en agua. Se evaluaron las siguientes aminas alifáticas lineales de 2, 4 y 6 átomos de carbono: etilamina, *n*-butilamina y ciclohexilamina, respectivamente. La hexilamina no pudo ser evaluada por no ser soluble en agua en las proporciones estudiadas, lo que no permitió la estabilización de emulsiones de tipo O/W. Para las pruebas realizadas con etil, *n*-butil y ciclohexilamina, se utilizó una mezcla de surfactantes no-iónico/aniónico 40/60 a una concentración total de 3000 ppm. El uso de una mayor concentración de surfactante y de una propor-

ción de mezclas de surfactantes distinta a la empleada en los casos anteriores, se atribuye a que en estas pruebas se emulsionó utilizando la muestra de agua (2), menos alcalina que la muestra (1). Se ha reportado que soluciones alcalinas activan los surfactantes naturales presentes en el crudo, requiriéndose de una menor concentración de surfactante para estabilizar la emulsión [20-21].

En la Figura 3 se presentan los ensayos de estabilidad para las emulsiones preparadas a la proporción óptima de amina obtenida en cada caso. Los resultados indican que a mayor NACA

se requiere mayor concentración de amina para estabilizar la emulsión; este hecho se puede atribuir a que la amina se hace más lipofílica por lo cual, durante el proceso de mezclado, una mayor fracción de ésta migra a la fase oleica, disminuyendo su cantidad en la fase acuosa. La presencia de amina en la fase acuosa probablemente sea la responsable de lograr una mejor estabilización de la emulsión [13].

En general, en la Figura 3(a) se observa que para las emulsiones estabilizadas con NPE-18 y con APE-14, la que presentó mayor estabilidad fue la preparada con *n*-butilamina a una concen-

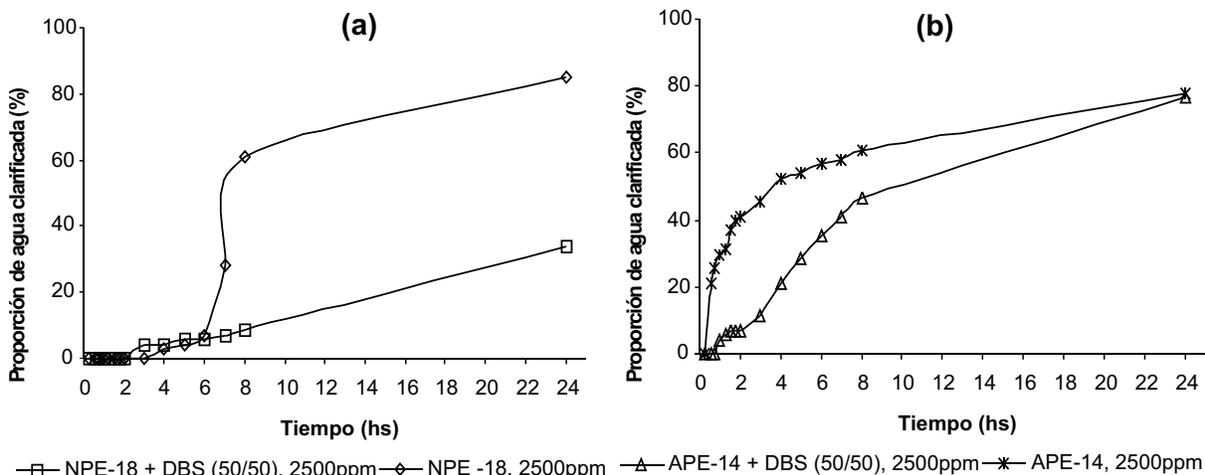


Figura 2. Proporción de agua separada en función del tiempo para emulsiones de crudo en agua preparadas a una concentración total de 2500 ppm de la mezcla de surfactantes: (a) NPE-18/DBS (50/50) y (b) APE-14/DBS (50/50), (WOR 70/30, Temperatura 30°C).

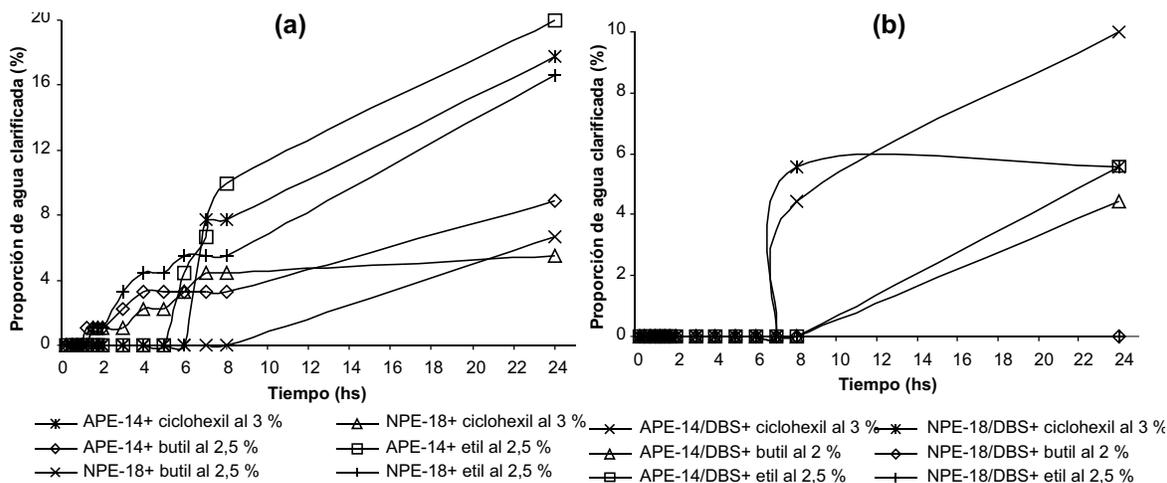


Figura 3. Proporción de agua separada en función del tiempo para emulsiones de crudo en agua preparadas con aminas y a una concentración total de 3000 ppm de surfactantes: (a) NPE-18 y APE-14 y (b) NPE-18/DBS y APE-14/DBS (40/60), (WOR 70/30, Temperatura 30°C).

tración de 2,5% v/v. Para las emulsiones preparadas con las mezclas NPE-18/DBS y APE-14/DBS, la solución que tuvo mejor comportamiento fue a la que se le adicionó *n*-butilamina a una concentración de 2,0% v/v, siendo esta amina la que presentó mejor comportamiento como co-surfactante, como se muestra en la Figura 3(b). La *n*-butilamina, por ser una amina primaria, lineal y de cuatro átomos de carbono, parece poseer el balance estructural ideal para comportarse como co-surfactante, pues su pequeña cola le permite acomodarse fácilmente sobre las gotas de la emulsión, además, es soluble en agua en todas las proporciones. La etilamina, por ser demasiado soluble en agua, probablemente no migra hacia la interfase crudo/agua disminuyendo el efecto de estabilización causado por la amina. Un aspecto importante a destacar es que con la adición de amina se disminuyó considerablemente el porcentaje de agua clarificado, tanto para las emulsiones preparadas con los surfactantes no-iónicos como para las preparadas con mezclas de surfactantes. Adicionalmente, en el caso de la *n*-butilamina, se necesitó menor cantidad de amina para estabilizar las emulsiones preparadas con mezclas de surfactantes.

Evaluación de la viscosidad de las emulsiones

En la Figura 4 se presenta la viscosidad de emulsiones preparadas con distintas formulaciones. La viscosidad del crudo sin emulsionar

fue 100.000 cP a 20°C. El comportamiento reológico de las emulsiones es la de un fluido no-Newtoniano, ya que su viscosidad varía no linealmente a medida que cambia la tasa de corte. La adición del surfactante aniónico a la formulación tiene un efecto favorable en la formación de emulsiones estables, de baja viscosidad, y con un comportamiento reológico que tiene gran tendencia a newtoniano. La presencia de amina tiende a incrementar ligeramente la viscosidad de las emulsiones preparadas con mezclas de surfactantes, debido a su influencia en el tamaño promedio de gota, como se discute más adelante.

A pesar de que la emulsión preparada con la mezcla de surfactantes NPE-18/DBS presentó la menor viscosidad, las emulsiones preparadas con aminas resultaron más estables y de igual manera se logró reducir la viscosidad original del crudo en varios órdenes de magnitud, lo que es importante desde el punto de vista práctico. Al momento de seleccionar una formulación deben tomarse en cuenta una gran variedad de factores que están íntimamente relacionados unos con otros, y que juegan un papel importante en la emulsión resultante. En el caso de emulsiones de crudo debe tomarse en cuenta el compromiso existente entre propiedades como la estabilidad, la viscosidad y el tamaño promedio de gota.

La viscosidad es una de las características más importante a la hora de tomar en cuenta cómo transportar el crudo pesado desde al pozo hasta su destino. Al aumentar la viscosidad de

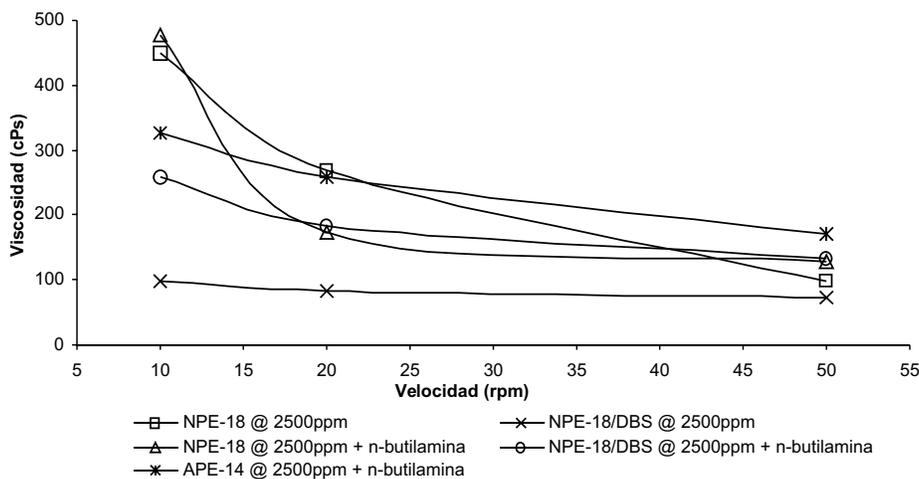


Figura 4. Viscosidad de emulsiones de crudo en agua en función de la velocidad a diferentes formulaciones (WOR 70/30, Temperatura 30°C, 1% v/v de *n*-butilamina).

un fluido se necesita mayor cantidad de energía para bombearlo a través de las tuberías, lo que implica una mayor inversión en equipos especiales. Con el empleo de las emulsiones se logró reducir la viscosidad del crudo en más de un 99%.

Evaluación de la conductividad eléctrica de las emulsiones

Se prepararon emulsiones de crudo en agua a diferentes proporciones de fase interna (desde 65 hasta 85% v/v) y a una concentración total de surfactante o mezcla de surfactantes de 2500 ppm, con el fin de medir la conductividad eléctrica de las mismas y así determinar la proporción de fase interna a la cual ocurre la inversión de fases de la emulsión, es decir, aquella donde la conductividad eléctrica es mínima y la emulsión es de tipo W/O. Las pruebas se realizaron en condiciones estáticas y la conductividad de las emulsiones se midió con un conductímetro inmediatamente después de haber sido preparadas. Se evaluaron las emulsiones preparadas con las siguientes formulaciones: NPE-18, NPE-18/

DBS (50/50), NPE-18/DBS + *n*-butilamina y APE-14 + *n*-butilamina (Figura 5). Al comparar los resultados de conductividad de las emulsiones evaluadas se observa que tanto la adición del DBS como de la *n*-butilamina trae como consecuencia un aumento del rango de inversión de la emulsión, como se observa en la Figura 5 (zona entre las dos rectas paralelas), lo que podría ser favorable según sea el caso de aplicación de la emulsión, ya que ésta se vería menos afectada por perturbaciones o factores externos. Todas las emulsiones evaluadas para la WOR estudiada (70/30) poseen como fase externa agua, lo cual es deseable para producir emulsiones poco viscosas, debido a la proporcionalidad entre la viscosidad de la emulsión y de la fase externa de la misma.

Análisis del diámetro promedio de gota y su distribución

Se estudió el diámetro promedio de gota y la distribución del tamaño de gota en las emulsiones preparadas con las siguientes formulacio-

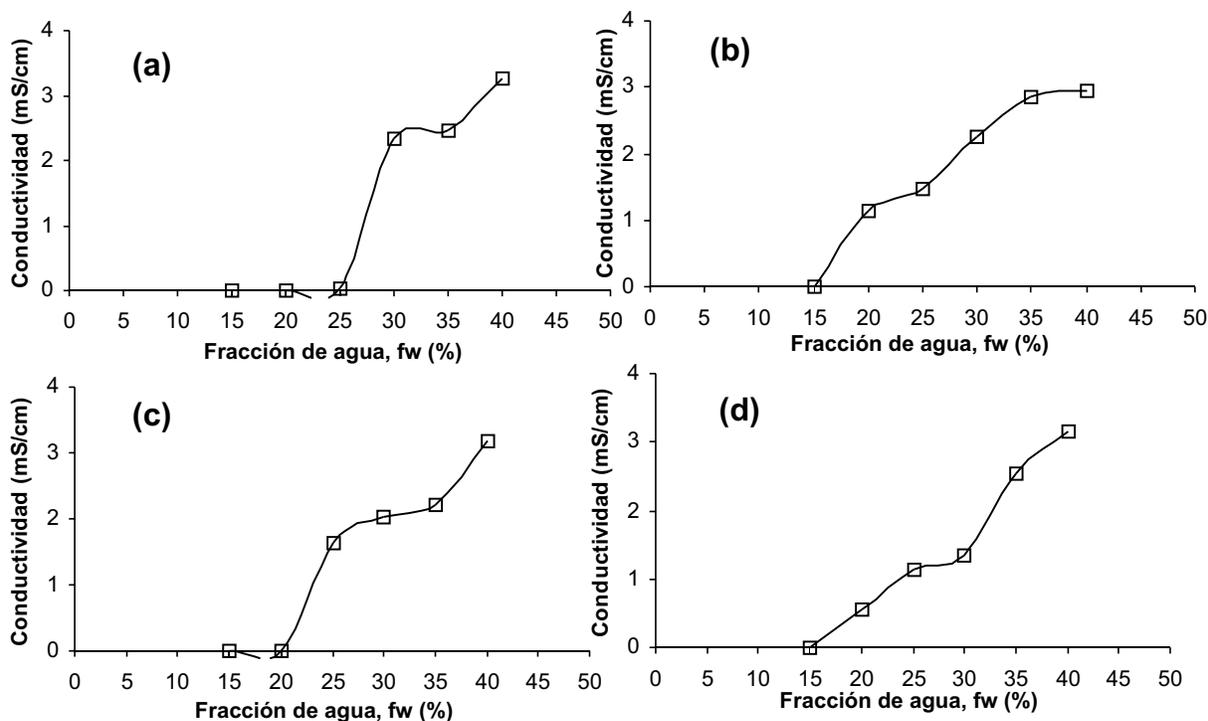


Figura 5. Variación de la conductividad eléctrica de las emulsiones de crudo en agua en función de la fracción volumétrica de agua, a diferentes formulaciones: (a) NPE-18, (b) NPE-18/DBS, (c) NPE-18/DBS + *n*-butilamina y (d) APE-14 + *n*-butilamina; (WOR 70/30, Temperatura 30°C, concentración de surfactante o mezcla de surfactantes 2500 ppm).

nes: NPE-18, NPE-18/DBS (50/50), NPE-18/DBS + *n*-butilamina y APE-14 + *n*-butilamina (Figura 6).

En la Figura 6 se puede observar que las emulsiones preparadas con mezclas de surfactantes no-iónicos/aniónicos (Figuras 6a y 6c) presentaron diámetros promedio de gota menores que las emulsiones preparadas sólo con surfactantes no-iónicos, a pesar de que estas últimas presentan mayor viscosidad. Estos resultados sugieren que el adicionar el surfactante iónico a la formulación tiene un efecto favorable sobre la formación de emulsiones de baja viscosidad, ya que al incorporar este a la formulación intervienen los mecanismos de repulsión electrostática entre gotas, lo que evita que las gotas pequeñas se unan para formar gotas de mayor tamaño. En el caso de emulsiones preparadas únicamente con surfactantes no-iónicos (Figuras 6b y 6d), solo intervienen las fuerzas de repulsión estéricas entre gotas (de menor energía), lo cual podría traer como consecuencia que las gotas pe-

queñas se unan para formar gotas de mayor tamaño.

Las propiedades de la emulsión, en particular su viscosidad, no dependen sólo del diámetro promedio, sino también de su distribución de tamaño de gotas [22-23]. Así, la viscosidad de una emulsión bimodal es varios órdenes de magnitud menor que la viscosidad de una emulsión similar teniendo una distribución unimodal [22]. En este sentido, la emulsión preparada con el surfactante APE-14 y *n*-butilamina (Figura 6d), a pesar de tener un tamaño de gota mayor que otras formulaciones, posee una viscosidad mayor al resto de las formulaciones estudiadas por ser la única que presentó una distribución de tamaño de gotas unimodal.

Para todas las formulaciones estudiadas se obtuvieron distribuciones polidispersas, lo que resulta favorable para los propósitos de este estudio, ya que la viscosidad de las emulsiones se reduce a medida que la distribución tiende a ser más polidispersa [15, 22-23].

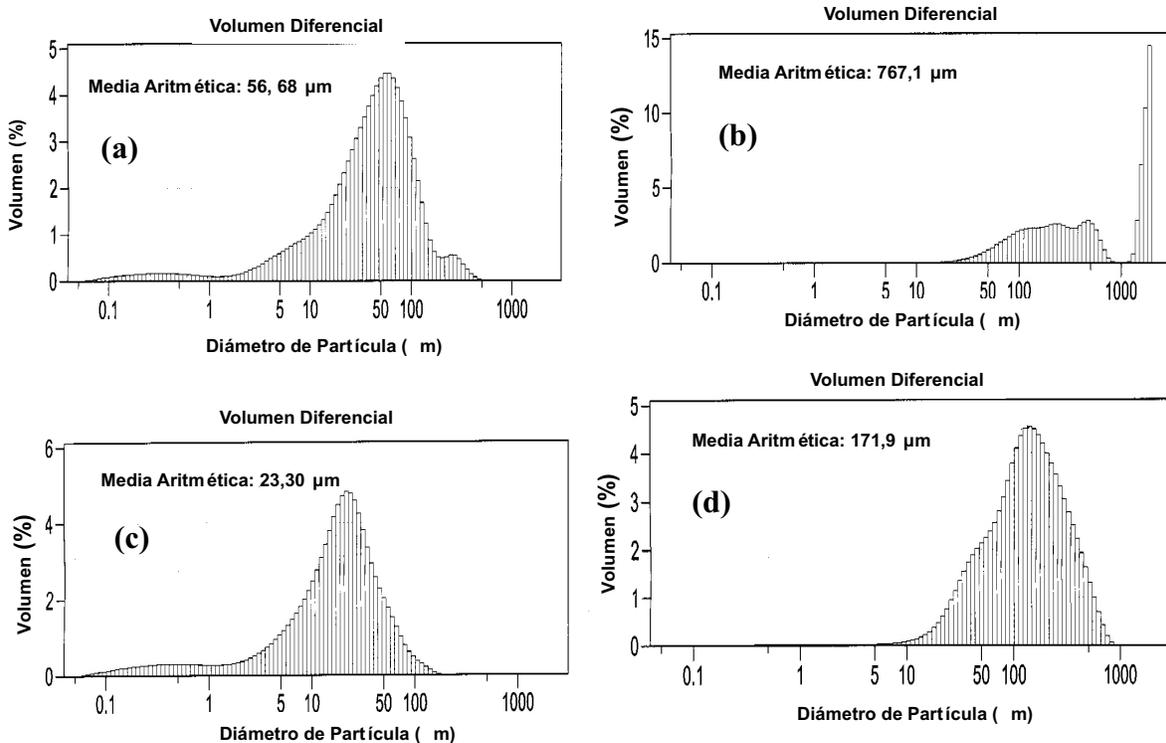


Figura 6. Histogramas de distribución de tamaño de gotas para las emulsiones de crudo en agua preparadas con: (a) NPE-18/DBS, (b) NPE-18 + *n*-butilamina, (c) NPE-18/DBS + *n*-butilamina y (d) APE-14 + *n*-butilamina. (WOR 70/30, Temperatura 30°C, concentración de surfactante o de mezcla de surfactantes 2500 ppm).

Análisis económico

Se realizó una evaluación económica con el fin de cuantificar las ventajas del uso de las emulsiones de crudo dentro de la industria petrolera. Se tomó como referencia el área Urdaneta Pesado (UP) de la Unidad de Explotación y de Yacimientos (UEY) La Salina del Distrito Maracaibo, la cual produce un crudo de 12°API. Para el año 2002, este crudo era transportado desde las estaciones de flujo y múltiples de producción hasta el Patio de Tanques de Ulé mediante la inyección de 0,6 barriles de un hidrocarburo liviano no saturado de 36°API, con el fin de incrementar su gravedad hasta 19°API, disminuir su viscosidad, y facilitar su transporte [24]. Colocando un precio de crudo liviano de 37 \$/barril, se invierten 22 \$/barril al inyectar los 0,6 barriles de diluyente para aumentar la gravedad API del crudo pesado y reducir su viscosidad. En el caso de las emulsiones de crudo formadas por mezclas de surfactantes y aminas, se invierten 0,56 \$/ barril por concepto de surfactantes y 18,44 \$/barril por concepto de aminas, para un costo total de 19,00 \$/barril de crudo emulsionado, lo que representa un ahorro de 3 \$/barril y, la posibilidad de comercializar el diluyente como un crudo de 36°API, lo que representaría un ahorro y ganancias adicionales para la unidad de explotación.

Conclusiones

El surfactante APE-14 en combinación con el surfactante DBS posee propiedades emulsionantes comparables al surfactante NPE-18, el cual es usado actualmente por la industria petrolera. Las aminas se comportaron como excelentes co-surfactantes, estabilizando las emulsiones formadas dentro del sistema surfactante-agua-crudo. Las emulsiones de crudo pesado en agua estabilizadas con mezclas de surfactantes y aminas como co-surfactantes, pudieran tener aplicación en la industria petrolera como combustibles industriales, o para el transporte y almacenamiento de crudo, ya que desde el punto de vista económico, es más rentable transportar el crudo en un medio emulsionado que por medio de los sistemas convencionales de calentamiento y dilución. Por otra parte, la viscosidad y la estabilidad de las emulsiones son parámetros importantes que se ven afectados por la formulación fi-

sicoquímica, la viscosidad de la fase externa, la proporción de fase interna, el tamaño promedio de gota y su distribución. Emulsionando el crudo en las condiciones estudiadas se logró reducir su viscosidad en más de un 99%.

Agradecimientos

Al Dr. Jhonny Bullón y al Dr. Jean L. Salager, ambos del Laboratorio de Formulación, Interfase, Reología y Procesos (FIRP) de la Universidad de los Andes (ULA) y a Petróleos de Venezuela (PDVSA), por la valiosa colaboración para la realización de este proyecto. A la División de Investigación de la Facultad de Ciencias (FEC) de la Universidad del Zulia (LUZ), a CONDES-LUZ y a FONACIT (proyecto G2005000454) por el apoyo financiero.

Referencias Bibliográficas

1. Schramm L.L.: "Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry", © Cambridge University Press, Cambridge, 2000.
2. Briceño M.I., Chirinos M.L., Layrisse I, Martínez G., Núñez G., Padrón A., Quintero L. and Rivas H.: "Emulsion Technology for the Production and Handling of Extraheavy Crude Oils and Bitumens". *Rev. Tec. Intevep*, Vol. 10, No 1 (1990) 5-14.
3. Salager J.L., Briceño M.I. and Bracho C.L.: "Heavy Hydrocarbon Emulsions. Making use of the State of the Art in Formulation Engineering". In: Sjöblom J. (ed), "Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology". Marcel Dekker, USA (2001), 455-495.
4. Rivas H. y Gutiérrez X.: "Los Surfactantes: Comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera". *Acta Científica Venezolana*, Vol. 50, No. 1 (1999) 54-65.
5. Zaki N.: "Surfactant stabilized crude oil-in water emulsions for pipeline transportation of viscous crude oils". *Colloids Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*, Vol. 125, (1997) 19-25.
6. Langevin D., Poteau S., Hénaut I. and Argillier J.F.: "Crude Oil Emulsions Properties and their Application to Heavy Oil Trans-

- portation". *Oil & Gas Sci. Technol. – Rev. IFP.*, Vol. 59, No. 5 (2004) 511-521.
7. Saniere A., Hénaut I. and Argillier J.F.: "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge" *Oil & Gas Sci. Technol. – Rev. IFP.*, Vol. 59, No.5 (2004) 455-466.
 8. Zaki N., Butz T. and Kessel, D.: "Rheology, Particle Size Distribution, and Asphaltene Deposition of Viscous Asphaltic Crude Oil-In-Water Emulsions for Pipeline Transportation". *Petrol. Sci. Technol.*, Vol. 19, No. 3&4 (2001) 425-435.
 9. Al-Roomia Y., Georgea R., Elgibalyb A. and Elkamel A.: "Use of a novel surfactant for improving the transportability/transportation of heavy/viscous crude oils". *J. Pet. Sci. Eng.*, Vol. 42 (2004) 235-243.
 10. Schramm L.L., Stasiuk E.N. and Gerrard M.D.: "Surfactants and their applications". *Annu. Rep. Prog. Chem., Sect. C.*, Vol. 99 (2003) 3-48.
 11. Rivas H., Gutiérrez X., Silva F. y Chirinos M.: "Sobre Emulsiones de Bitumen en Agua". *Acta Científica Venezolana*, Vol. 54 (2003) 216-234.
 12. Gutiérrez X., Silva F., Morles A., Pazos D. and Rivas H.: "The Use of Amines in the Stabilization of Acidic Hydrocarbons in Water Emulsions". *Petrol. Sci. Technol.*, Vol. 21, No. 7&8 (2003) 1219-1240.
 13. Jiang B., Du J., Cheng S., Wang Q. and Zeng X.: "Effects of Amine Additives on Critical Micelle Concentration of Ionic Surfactants". *J Disper. Sci. Technol.*, Vol. 24 (2003) 755-760.
 14. Peralta-Martínez M.V., Arriola-Medellín A., Manzanares-Papayanopoulos E., Sánchez-Sánchez R. and Palacios-Lozano E.M.: "Influence of the Speed Mixing-on Viscosity and Droplet Size of Oil in Water Emulsions". *Petrol. Sci. Technol.*, Vol. 22 (2003) 1035-1043.
 15. Salager J.L., Andérez J.M., Briceño M.I., Pérez-Sánchez M. and Ramírez-Gouveia M.: "Emulsification yield related to formulation and composition variables as well as stirring energy". *Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia*, Vol. 25, No. 3 (2002) 129-139.
 16. Pérez M., Zambrano N., Ramírez M., Tyrode E. and Salager, J.L.: "Surfactant-Oil-Water Systems near the Affinity Inversion. XII. Emulsion Drop Size Versus Formulation and Composition". *J. Disp. Sci. Tec.*, Vol. 23. No. 1-3 (2002) 55-63.
 17. Cárdenas A., Rossi S., Pazos D. y Rivas H.: "Estabilidad de emulsiones de bitumen en agua. Parte III Coalescencia". *Visión Tecnológica*, Vol. 4, No. 2 (1997) 105-117.
 18. Márquez N., Bravo B., Ysambertt F., Chávez G., Subero N. and Salager, J.L.: "Analysis of polyethoxylated surfactants in microemulsion-oil-water systems III. Fractionation and partitioning of polyethoxylated alcohol surfactants". *Analytica Chimica Acta*, Vol. 477 (2003) 293-303.
 19. Antón R.E., Rivas H. and Salager J.L.: "Surfactant-Oil-Water Systems Near the Affinity Inversion. Part X: Emulsions Made with Anionic-Nonionic Surfactant Mixtures". *J. Disp. Sci. Tec.*, Vol. 17. No.6 (1996) 553-566.
 20. Acevedo S., Gutierrez X. and Rivas H.: "Bitumen-in-Water Emulsions Stabilized with Natural Surfactants". *J. Colloid. Interf. Sci.*, Vol. 242 (2001) 230-238.
 21. Lia M., Lina M., Wua Z. and Christyb A.A.: "The influence of NaOH on the stability of paraffinic crude oil emulsion". *Fuel*, Vol. 84 (2004) 183-187.
 22. Núñez G., Sánchez G., Gutiérrez X., Silva F., Dalas C. and Rivas H.: "Rheological Behavior of Concentrated Bitumen in Water Emulsions". *Langmuir*, Vol. 16. (2000) 6497-6502.
 23. Pal R.: "Effects of droplet size and droplet size distribution on the rheology of oil-in-water emulsions". 7th UNTAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, paper No 1998.053, Beijing, China (1998).
 24. Ramos Y. y Quintero A.: "Factibilidad técnico-económica del uso de surfactantes en el transporte de crudo Urdaneta Pesado". Tesis de Grado, Universidad del Zulia, Venezuela, 2002.

Recibido el 18 de Septiembre de 2006
En forma revisada el 14 de Mayo de 2007