

PROPIEDADES MECÁNICAS DE EMULSIONES AGUA-PETRÓLEO

S. Bisogno, A. Fornés

*Instituto de Ciencias Básicas y Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo,
CC 405, (5500), Mendoza.*

E. Garis, C. Magallanes, Y. Daruich, L. Giordan, A. Catenaccio

*Laboratorio de Dieléctrico, Facultad de Ciencias Físico-matemáticas y Naturales, Universidad Nacional
de San Luis, Chacabuco y Pedernera (5700), San Luis.*

En este trabajo se presenta un estudio experimental del comportamiento reológico de emulsiones agua-petróleo, siendo este último no newtoniano. Las curvas viscosidad en función del gradiente de corte, se analizan para diferentes concentraciones, en dos tipos de preparados diferentes: con batido mecánico y con ultrasonido.

In this paper, an experimental study of the rheological behavior of water-oil emulsions, with a non-newtonian oil, is showed. The plot of the viscosity versus the shear rate is analyzed for different concentrations in two different kind of emulsions obtained by ultrasonic beat and by mechanical beat.

I. INTRODUCCION

En los casos de recuperación asistida de petróleo por inyección de agua, se produce petróleo altamente emulsionado. A veces, el porcentaje de agua llega a ser del 95%. En estos casos, el conocimiento del comportamiento reológico de la emulsión es de fundamental importancia para su extracción y posterior traslado a destilería.

Los yacimientos mendocinos son de los pocos en el mundo que tienen petróleos no newtonianos, los que además son altamente viscosos, por lo que no son extrapolables los resultados del comportamiento de otras emulsiones que tienen fase continua newtoniana^{1-2,3}.

La emulsión obtenida en boca de pozo, en esa zona es altamente viscosa y muy estable.

Un análisis óptico, mediante tomas fotográficas de este tipo de emulsiones muestra dos resultados atípicos: no hay cambio de fase (lo que explica la alta viscosidad de la emulsión) ni percolación, a ninguna concentración de las observadas, (la más alta fue 90%) (ver Fig. 1).

La necesidad de conocer el comportamiento reológico en los yacimientos, así como el interés de verificar si las anomalías observadas mediante fotografía se manifiestan de alguna manera en la viscosidad, nos llevó a estudiar la viscosidad de las emulsiones, como función del gradiente de corte, para distintas concentraciones, en dos tipos de granulometría conseguidas a través de prepararlas mediante diferente forma: batido mecánico y batido ultrasónico.

II. EQUIPO EXPERIMENTAL

Utilizamos un rotovisco marca Haake con cabezales de 50 y 500, y rotor MVII, lo que nos permite diez frecuencias de rotación correspondientes a gradientes de corte entre $2,7 \text{ s}^{-1}$ y 441 s^{-1} y un baño termóstático Julabo con sistema de circulación que permite el control de temperatura con $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ de precisión.

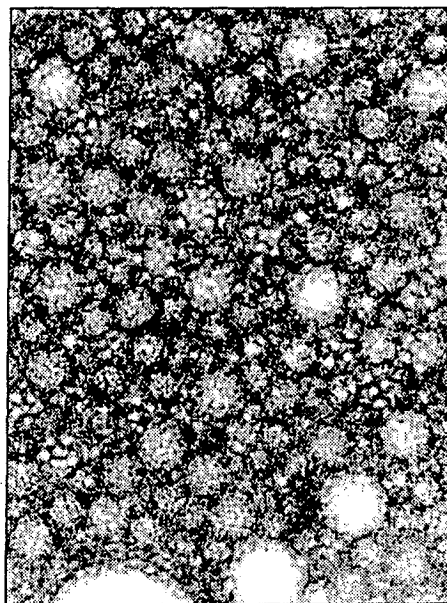


Fig. 1: Fotografía de emulsión de 90%

Las emulsiones mecánicas fueron preparadas con agitadores en su más baja frecuencia hasta concentraciones de 60 % en masa; para las de mayor concentración fue necesario batido manual para lograr la emulsión; en estas emulsiones se puede observar una gran dispersión en el tamaño de las micelas (entre 10 y 100 micrones), las que además presentan gotas grandes con gotitas más pequeñas adheridas, (ver Fig 1).

Se prepararon, además, emulsiones mediante ultrasonido, a iguales concentraciones para analizar el efecto de la granulometría en la viscosidad (las emulsiones así preparadas presentaron micelas cuyo tamaño osciló entre 10 y 20 micrones), y no se observa el fenómeno de micelas más chicas adheridas.

En todos los casos se usó agua bidestilada.

III. RESULTADOS OBTENIDOS

Todas las mediciones fueron realizadas a 25 °C. Este petróleo, muestra sin agua, un comportamiento no newtoniano, que no cumple la ley de potencias. Llega a η_{∞} para un gradiente de corte de $16,33 \text{ s}^{-1}$ (ver Fig. 2).

Se realizaron curvas de viscosidad en función del gradiente de corte para concentraciones de 10%, 30%, 50% y 70 % para emulsiones con ultrasonido, y de 10%, 30%, 50%, 60%, 70% y 80% para emulsiones con batido mecánico.

Las curvas obtenidas para batido ultrasónico y mecánico presentan la misma forma en su comportamiento (las gráficas son paralelas para las mismas concentraciones), aunque las primeras tienen menor viscosidad (ver Fig. 3).

En la Fig. 4 se muestran las curvas de las emulsiones realizadas con batido mecánico, para todas las concentraciones. En ellas podemos observar: las curvas correspondientes a las menores concentraciones resultan ser aproximadamente paralelas a la de la fase continua. A una concentración de 50%, aparece un cambio en el paralelismo y a 60% un importante aumento de la viscosidad. Puede observarse también que el gradiente de corte al cual comienza el comportamiento newtoniano, aumenta a medida que aumenta la concentración. Este valor de gradiente crítico no puede alcanzarse con nuestro equipo a partir de concentraciones de 50%. Para curva correspondiente a la emulsión de 80%, sólo se dan valores hasta un gradiente de 24.5 s^{-1} , ya que a gradientes superiores la emulsión se corta.

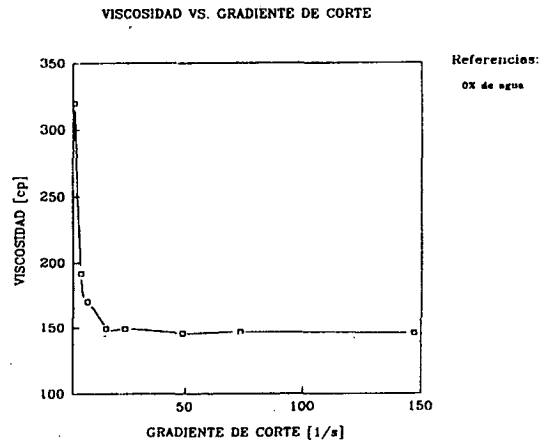


Fig. 2: Viscosidad vs. Gradiente de Corte para petróleo sin agua.

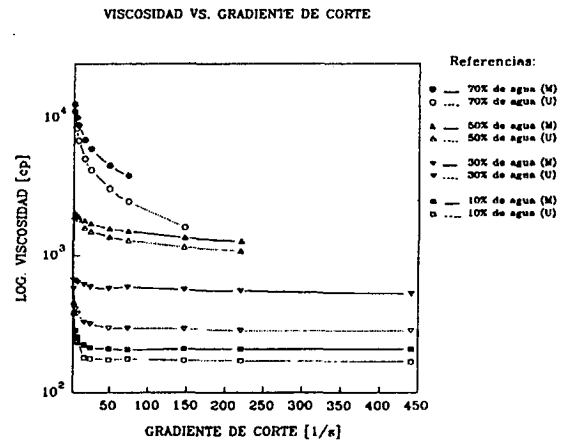


Fig. 3: Viscosidad vs. Gradiente de Corte para emulsiones de concentración de 10%, 30%, 50% y 70% realizadas por batido ultrasónico y mecánico.

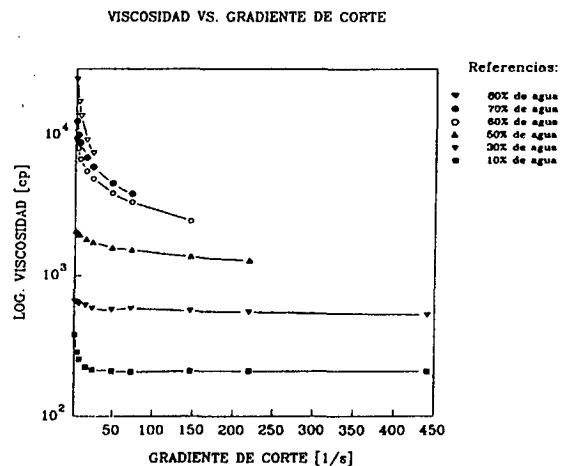


Fig. 4: Viscosidad vs. Gradiente de Corte para emulsiones realizadas con batido mecánico, en concentraciones de 10%, 30%, 50%, 60%, 70% y 80%.

IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

De los resultados obtenidos podemos hacer las siguientes observaciones:

— La diferencia de viscosidad observada entre las curvas correspondientes a iguales concentraciones, pero con batidos manuales o ultrasónico, muestra que tanto el mayor tamaño de las micelas como la heterogeneidad en el mismo, es muy importante en los valores de viscosidad, y por lo tanto no pueden usarse emulsiones logradas mediante ultrasonido, como modelo de las emulsiones que se forman naturalmente en un reservorio.

— El constante aumento de viscosidad en las emulsiones mecánicas a medida que aumenta la concentración, verifica que no hay un cambio de fase dentro del rango de concentraciones estudiadas. Esto podría deberse a la presencia de algún tensioactivo natural en el petróleo utilizado.

— El hecho que no se alcance η_{∞} para algunas concentraciones implica que a los gradientes de corte utilizados, aún no se llega a la total deformación que pueden sufrir las micelas. Ello implica que la viscosidad con que se comporte la emulsión, tanto en el reservorio como en las tuberías, va a ser muy dependiente de la presión de bombeo para un amplio rango de velocidades.

— Un análisis mediante computadora muestra que las emulsiones al 10% y al 30%, no cumplen ley de potencia, su comportamiento reológico es más bien similar al del petróleo puro.

A partir del 50% el comportamiento de la emulsión ya comienza a cumplir, bastante bien con la ley de Ostwald, (que es el comportamiento habitual de las emulsiones), con un exponente que aumenta progresivamente (ver Tabla I).

CONCENTRACION	50%	60%	70%	80%
EXPONENTE	-0,111	-0,339	-0,368	-0,562
CERTEZA	0,990	0,998	0,999	0,999

Tabla I. Verificación de la Ley de Ostwald

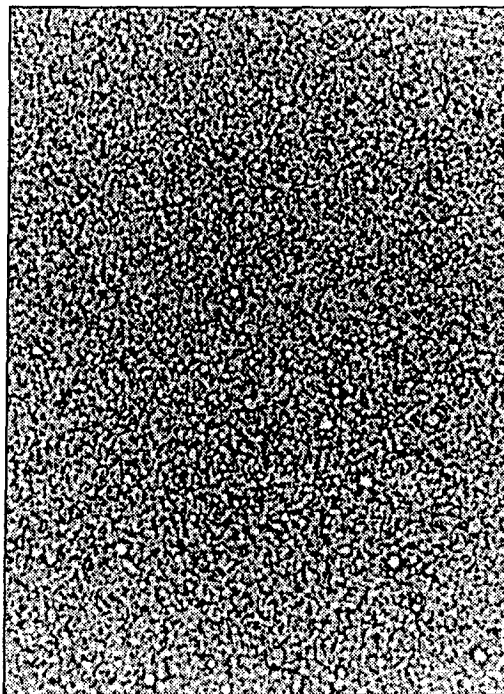


Fig. 5: Fotografía de emulsión de 35%.

Esto explicaría la falta de paralelismo entre las curvas, notada a partir de concentraciones de 50%. Es de pensar que la ley de comportamiento reológico de la fase continua es predominante para emulsiones de relativamente baja concentración; a partir del 50% de concentración, deja de tener importancia la no newtonianidad del petróleo.

El brusco aumento de la viscosidad a partir del 60%, podría deberse al aumento de tamaño de la micela, que puede observarse comparando las Figs. 1 y 5.

REFERENCIAS

1. Clayton, William; "The Theory of Emulsions and their Technical Treatment"; Fourth edition; The Blakiston Company, Philadelphia; 1943.
2. Fruman, Daniel H.; "Notas sobre los fluidos complejos"; impreso por el Departamento de Hidráulica, Facultad de Ingeniería, U.B.A.; 1993.
3. Chou S.I. et al; SPE Reservoir Engineering; 3 (3), 778 (1988).