

# COMPORTAMIENTO ELECTROREOLOGICO EN PETROLEOS

A.Fornes#, M. Mechetti\*, L. Zapana\* y S. Maturano

#Grupo.de Física de Líquidos y Medios Porosos, Facultad de Ingeniería, UNCuyo

[afornes@raiz.uncu.edu.ar](mailto:afornes@raiz.uncu.edu.ar)

\*Lab. De Física de Líquidos y Electrorreología, Dpto. de Física, Facultad de Ciencias Exactas y Tecn., UNT

[mmechetti@herrera.unt.edu.ar](mailto:mmechetti@herrera.unt.edu.ar)

## Abstract

El valor de la viscosidad de petróleos crudos es fundamental para poder planificar las técnicas de producción y transporte de los mismos. En nuestro país hay petróleos muy viscosos debido a la presencia de parafinas de cadenas largas, que hacen de fase sólida a bajas temperaturas y que le dan características de fluido no newtoniano pseudoplástico. En este trabajo presentamos el comportamiento reológico atípico de un crudo de baja viscosidad, que muestra un comportamiento dilatante. El comportamiento dilatante, se explica por la presencia de partículas cargadas en suspensión coloidal en una fase continua. La aparición de las mismas puede deberse a dos causas: existencia de asfaltenos o restos de lodos de perforación.

Ante esta situación, para una mejor caracterización fisicoquímica de las muestras, se realizaron estudios de la viscosidad en presencia de campos eléctricos intensos. Para ello se utilizó un viscosímetro no convencional de placas paralelas, que permite el flujo bajo la acción de campos eléctricos. El comportamiento observado fue típico de los fluidos electrorreológicos, (FER), encontrándose una importante variación de la viscosidad con el campo aplicado. Este es un fenómeno reversible, ya que al quitar el campo, la viscosidad vuelve a los valores normales. Esta situación es compatible con las hipótesis anteriores. La corriente medida, también mostró comportamiento típico, no óhmico.

La posibilidad de comportamientos electrorreológicos en crudos, puede ser de una importancia fundamental ya que en muchos casos los petróleos son extraídos por bombas electromagnéticas y por lo tanto expuestos a fuertes campos externos, lo que llevaría a que el crudo aumente su viscosidad ocasionando un costo extra de extracción.

## Introducción

En los procesos de estudio de movimiento en el subsuelo, extracción y transporte de hidrocarburos en oleoductos, los estudios de viscosidad son de fundamental importancia, más aún en la Argentina, donde una importante cantidad de los crudos tienen comportamiento no-newtoniano (pseudoplásticos en la mayoría de los casos).

En este trabajo, presentamos el comportamiento muy atípico de un crudo de baja viscosidad que presentó comportamiento dilatante, a varias temperaturas y a los gradientes de corte habituales en el paso del petróleo por las bombas y en el flujo por cañerías de conducción.

La causa de este comportamiento podría ser atribuida a que este crudo presenta asfaltenos. Los asfaltenos son una familia de macromoléculas, definidas a través de su solubilidad en n-heptano, muchas de las cuales se sospecha, contienen heteroátomos que podrían proveer de cargas libres al petróleo.

Este fenómeno nos llevó a estudiar el comportamiento de la viscosidad con campos eléctricos (fenómenos electroviscosos) ante la suposición de la existencia de partículas cargadas en suspensión en el crudo, como podrían ser los asfaltenos.

Un fluido electrorreológico (FER) es un líquido cuyas propiedades dependen fuertemente del campo eléctrico aplicado, tanto que en presencia de éste se necesita un esfuerzo de corte adicional para mantener el flujo, comportándose como un fluido no-newtoniano. Este aumento de viscosidad puede ser de varios órdenes de magnitud. En la mayoría de los casos, este esfuerzo adicional va disminuyendo a medida que aumenta la velocidad de deformación (gradiente de corte). Este es un fenómeno reversible, es decir que al volver a la condición de campo nulo, el fluido vuelve a su valor original de viscosidad.

Los fluidos electrorreológicos se caracterizan por ser, en general, suspensiones o dispersiones de micropartículas (1-100  $\mu\text{m}$ ) polares o polarizables, que son los integrantes electrorreológicos activos, en un medio continuo dieléctrico de una viscosidad no muy alta.

## Metodología y Discusión de resultados

Se midió la viscosidad en función del gradiente de corte a diferentes temperaturas, dentro del rango habitual de gradientes de corte de oleoductos en la zona Mendoza.

Para las determinaciones se utilizó un rotovisco marca Haake, modelo RV20 con reocontroller RC20 conectado a PC, y cabezal M5 y rotor MV1P y un sistema termostatzante marca Julabo, conectado al rotovisco mediante pt100 HAAKE que permite mantener la temperatura constante con 0,1°C de precisión.

Este es un petróleo muy atípico que muestra comportamiento dilatante, es decir, la viscosidad aumenta con el gradiente de corte. Este es un comportamiento que se da en fluidos con una suspensión coloidal de alta concentración de partículas cargadas (1) y es la primera vez que lo encontramos en un crudo. Las primeras curvas obtenidas fueron repetidas varias veces para confirmar este efecto, coincidiendo dentro del error de las mediciones. El error en las mismas es más alto que el habitual, ya que las mediciones se muestran muy inestables, probablemente por la presencia de partículas en suspensión. Las figuras 1, 2 y 3 muestran el comportamiento mencionado para temperaturas de 25°C, 40°C y 50°C

Su comportamiento con la temperatura también es atípico ya que a gradientes de corte menores a 35 1/s muestra, en algunos casos un comportamiento termorreológico anómalo (la viscosidad aumenta con la temperatura). Este efecto se muestra en la figura 4.

Este comportamiento se debe a procesos de absorción de agua ligada que se ven favorecidos por la temperatura. Ha sido observado anteriormente una vez, también en otro petróleo originario de Mendoza, (2) y se sospechó que el comportamiento se debía a arcillas que en ese caso se pudieron encontrar en el crudo. En el presente caso, el petróleo no contenía arcillas. Tampoco contenía una cantidad importante de goma emulsionada que resultó ser de 3,1%. Si contiene asfaltenos en una concentración de 8.9%

El comportamiento dilatante de este crudo no ajusta a modelos reológicos conocidos.

Como su viscosidad es muy baja, es improbable que estas anomalías reológicas influyan en el flujo.

El gradiente de corte, considerado como newtoniano (es lo más aproximado que podemos hacer dado que no tenemos modelo reológico y que no tiene una no newtonianidad importante) es de:

$$\dot{\gamma} = 3.3 \text{ 1/s}$$

Dado este comportamiento anómalo y pensando en que este petróleo presenta características de una suspensión de partículas cargadas y su contenido de asfaltenos, se pensó en la posibilidad que tuviera características electrorreológicas y por ello se estudió la viscosidad en presencia de campos eléctricos relativamente intensos.

Para ello se usó un viscosímetro, no convencional, de placas paralelas separadas 1 mm, descrito en trabajos anteriores (3), sin modificaciones importantes, ya que se trata de un fluido no

muy viscoso. Se estudió el efecto del campo a dos temperaturas, 20 y 25 °C. También se estudió el comportamiento de la corriente con la tensión aplicada. Los resultados se muestran en las Figuras 5 y 6.

La Figura 5 muestra la variación relativa de viscosidad en función de la tensión aplicada, para las dos temperaturas, observándose un aumento de la viscosidad con el campo eléctrico aplicado en ambos casos. No se pudo pasar los 400 V ya que a partir de allí, tanto la tensión como la corriente, fluctuaban de manera importante, haciendo muy inestables las lecturas.

La Figura 6, muestra el comportamiento de la corriente con el campo y con la temperatura.

El aumento de la corriente con la temperatura también es típico en los FER y sobre todo el comportamiento no-ohmico para tensiones altas.

### **Conclusiones**

Se ha encontrado un petróleo de características inusuales: baja viscosidad a pesar del importante contenido de asfaltenos, comportamiento dilatante, lo que sugiere la presencia de partículas cargadas en suspensión, y un marcado efecto electrorreológico que lo confirma.

Al no haberse encontrado arcillas ni metales que justifiquen estos comportamientos el mismo podría aportar un aval experimental a la presencia de cargas, o al menos momentos dipolares permanentes en las moléculas de algunos asfaltenos.

En vista de estos interesantes y promisorios resultados, se continuará con el estudio de estos sistemas, extrayendo el asfalto del petróleo crudo para ver si realmente se puede atribuir a éstos el comportamiento electrorreológico observado en el presente estudio.

Estos resultados podrían ser de significativa importancia para estudiar el comportamiento viscoso de un petróleo antes de decidir el uso de herramientas que generen campos eléctricos importantes, debido al aumento de viscosidad que presenta.

### **Bibliografía**

- 1 – Viscosity and flow measurement, a laboratory handbook of rheology, J. Van wazer, J. Lyons, K.Kim y R. Colwel, Editorial Interscience Publisher, ed. 1966
- 2 – Fornés et al., Efecto termoreológico anómalo en petróleo, 81° Reunión Nacional de Física, Tandil, 1986.
- 3- Mechetti, h., Zakowicz, E., Ronchietto, B. and Bustos, V., Rev.Sci. Instruments, 52, (8), 1243, (1981).
- 4- Mechetti, M., "Electroviscosidad de Líquidos Polares Puros y/o en Solución", Tesis, Publicación de la UNT, (1994).
- 5- Mechetti, M., Brito, P and Zapana, L., J. of Molecular Liquids, 79, 213-221, (1999).

### viscosidad en funcion del gradiente de corte

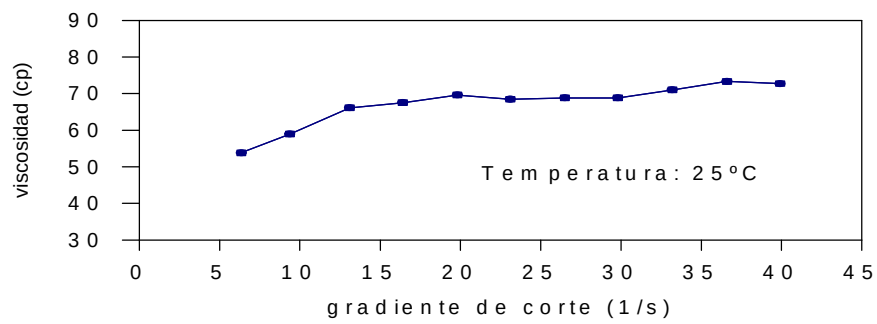


Figura 1

### viscosidad en funcion del gradiente de corte

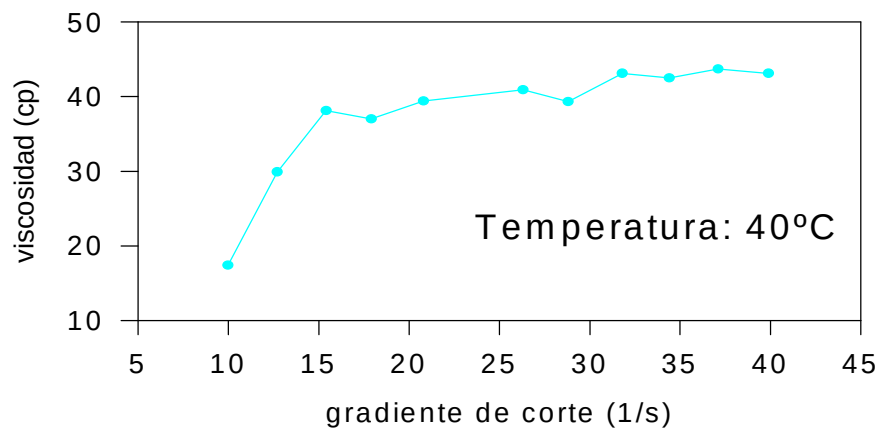


Figura 2

### viscosidad en funcion del gradiente de corte

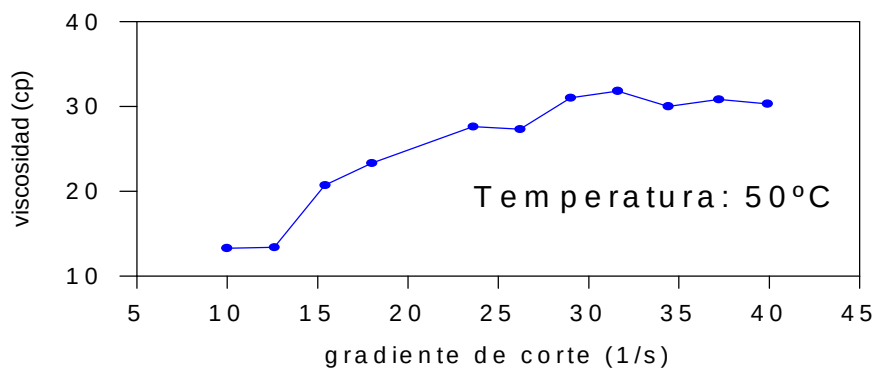


Figura 3

## viscosidad en funcion del gradiente de corte

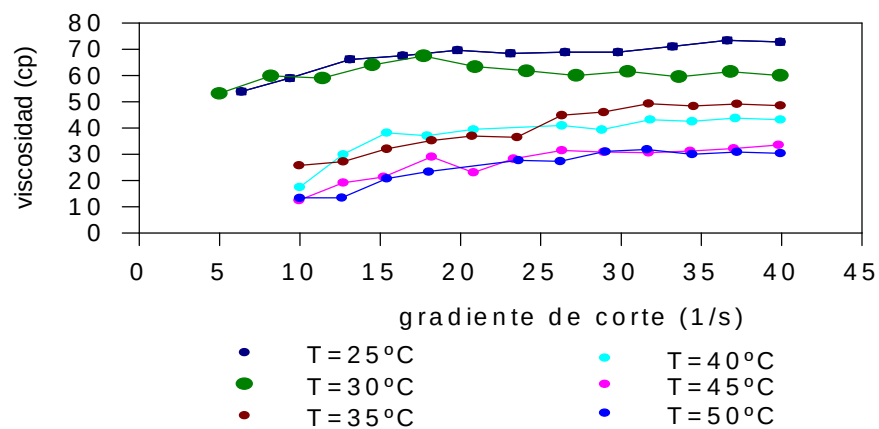


Figura 4

FIG 1: EFECTO DEL CAMPO SOBRE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO

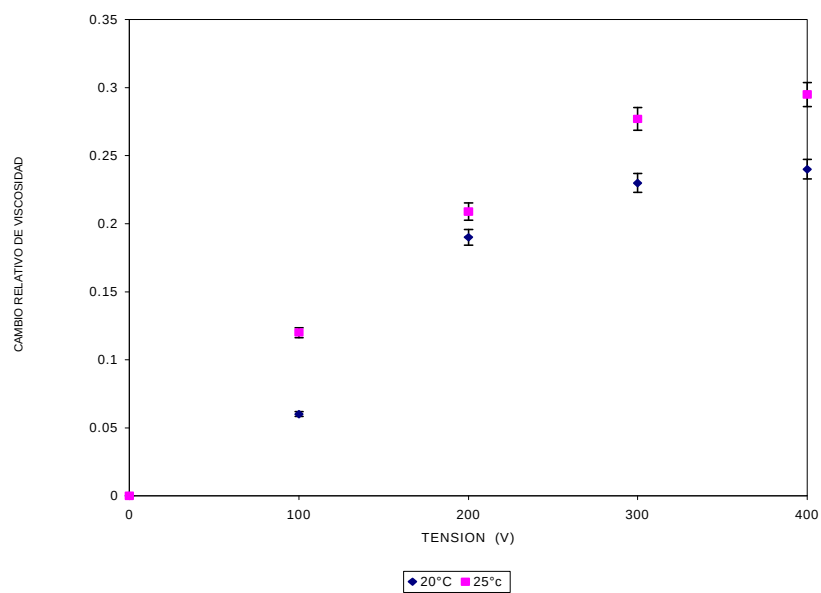


Figura 5

FIG 2: EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CORRIENTE

