

# Tratamiento magnético sobre parámetros físico-químicos de muestras de petróleo

## *Effect of Magnetic Treatment on Physical-Chemical Parameters of Oil Samples*

MSc. Melek Campo-Sofía<sup>I</sup>, [melek@cnea.uo.edu.cu](mailto:melek@cnea.uo.edu.cu), MSc. Alina Moro-Martínez<sup>II</sup>,  
Ing. Maida León-Cañet<sup>I</sup>, Lic. Yadirá Silveira-Font<sup>I</sup>, Dr.C. José Falcón-Hernández<sup>II</sup>

<sup>I</sup>Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado (CNEA); <sup>II</sup>Facultad de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba

### Resumen

En este trabajo se realizó un estudio de los parámetros físico-químicos a muestras de crudo PCNm-1400 y M-30, antes y después del tratamiento magnético; con el objetivo de evaluar el efecto de un campo magnético estático sobre dichos parámetros. Al pasar la muestra de crudo M-30 por un acondicionador magnético de  $0,455 \pm 0,009$  T, se logra separar hasta un 52,8 % del agua presente en la muestra. No hay evidencias de la influencia del tratamiento magnético en la viscosidad ni en el comportamiento reológico en las muestras de estudio. No se logró la separación de agua para el crudo nacional PCNm-1400, bajo las condiciones de experimentación. Estos resultados constituyen el punto de partida para proponer el empleo del tratamiento magnético como un nuevo método económico de romper emulsiones de agua y crudo M-30, o crudos con similares características, sin cambiar las condiciones normales de la operación de una estación.

**Palabras clave:** petróleo, separación de agua, características físico-químicas, campo magnético.

### Abstract

This paper presents a study of the physical-chemical parameters of crude CPNM-1400 and M-30 that were measured before and after magnetic treatment; in order to evaluate the effect of a static magnetic field on said parameters. Passing oil sample M-30 by a magnetic conditioner  $0,455 \pm 0,009$  T, is able to separate up to 52, 8 % of the water present in the sample. No evidence of the influence of magnetic treatment on the viscosity or rheological behavior during the study samples. Separation of water for national crude CPNM-1400, under the experimental conditions was not achieved. These results constitute the starting point for proposing the use of magnetic therapy as a new economic method of breaking emulsions of water and crude M-30, or raw with similar characteristics, without changing the normal operation of a station.

**Keywords:** petroleum, water separation, physico-chemical characteristics, magnetic field.

### Introducción

Si el crudo llega a una refinería con porcentajes mayores del 1 % de agua, no puede ser procesado en las torres de destilación, debido a que la expansión de vapor de agua ocasionaría daños a las mismas [1, 2]. El agua asociada al

crudo se puede presentar en forma libre y emulsionada. La primera es normalmente separada por gravedad en equipos conocidos como separadores de agua libre; mientras que el agua emulsionada requiere de un tratamiento capaz de romper la emulsión, para luego efectuar la separación por gravedad.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada. El comportamiento reológico de las emulsiones guarda estrecha relación con la estructura que forman las gotas de petróleo en el agua. Por ello, el conocimiento acerca del comportamiento no newtoniano de determinados fluidos contribuye sustancialmente a la solución de una gran variedad de problemas en las industrias modernas [2, 3].

En el presente trabajo se consignan los principios teóricos y resultados del estudio del comportamiento reológico y del agua asociada, de dos tipos de petróleos bajo el efecto del tratamiento magnético, con la finalidad de conocer los parámetros más importantes para su futuro uso en la deshidratación de crudos y/o su efecto en el transporte del mismo.

Para ello se realizó un estudio de la influencia de un campo magnético estático sobre las características físico-químicas de muestras de crudo PCNm-1400 y M-30, ya que en el trabajo presentado por Peláez [4], se emplea el tratamiento magnético para la deshidratación de crudos y se expone que el campo magnético actúa sobre el crudo, orientando las moléculas de parafina con su plano molecular perpendicular a la dirección del campo magnético y debido a la naturaleza polar del agua, a su paso por un campo electromagnético se produce un reordenamiento en sus moléculas y ciertos cambios estructurales que se traducen en la variación de algunas de sus propiedades [5]. También en estudios realizado por Ramos y colaboradores [6] se afirma que el tratamiento magnético del agua emulsionada en crudos, puede producir cambios en sus propiedades físico-químicas.

### **Materiales y métodos**

El trabajo experimental se realizó en el Laboratorio de Combustibles perteneciente al Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado (CNEA), de la Universidad de Oriente y en el laboratorio de ensayos de la

Refinería “Hermanos Díaz”, de Santiago de Cuba. Para el desarrollo del mismo se emplearon utensilios, materiales y equipos que permitieron obtener los resultados necesarios para el desarrollo de la investigación.

**Tabla 1**  
**Equipos, utensilios y materiales utilizados**

Equipos	Utensilios	Muestras
1. Viscosímetro HAAKE VT550	1. Embudos separadores 250mL	1. M-30
2. Acondicionador magnético	2. Probetas graduadas de 250mL y 500mL	2. PCNm1400*
3. Hidrómetro	3. Beaker de 250mL y 500mL	
4. Dean Stark	4. Balón de vidrio de 500mL	
5. Fuente de calor	5. Trampa graduada de 2mL y 10mL	
6. Condensador	6. Soporte universal	
7. Karl Fischer Coulometer Mettler Toledo	7. Pinzas	
8. Viscosímetro CANNON	8. Manguera de 0, 006m	
	9. Cronómetro	
	10. Termómetro graduado	

\* Las siglas PCNm-1400 significa mezclas de petróleo crudo nacional mejorado

### Caracterización del petróleo empleado en la investigación

En las tablas 2 y 3 se muestran las características principales de las muestras de petróleos usado para la experimentación.

**Tabla 2**  
**Características del M-30**

Parámetros específicos	Valor normado	Unidades de Medida	Normas
Gravedad API	29,5	<sup>o</sup> API	ASTM D 1298 [7]
Agua / Destilación	0, 200 56	% v/v	ASTM D 4928 [8]
Contenido de sales	4, 7	Lbr sales/1000b	ASTM D 3220 [9]
Agua y sedimentos	0, 50	% v/v	ASTM D 1796 [10]

**Tabla 3**  
**Características PCNm-1400**

Parámetros específicos	Valor normado	Unidades de medidas	de Normas
Gravedad API.	11,7	<sup>o</sup> API	ASTM D 1298 [7]
Agua / Destilación.	1	% v/v	ASTM D 95 [11]
Viscosidad.	962,13	cst	ASTM D445 [12]

## **Técnicas y métodos experimentales**

### ***Metodología para la toma de muestras***

La toma de muestra se realizó de la misma forma para los crudos analizados, después de agitado los recipientes donde se almacenaban los mismos, se tomaron 500mL de cada uno de ellos y se sometieron a agitación mecánica baja, con el objetivo de lograr una mejor homogeneidad, luego este volumen se dividió en dos muestras, 250mL de muestra número uno como patrón y 250mL de muestra número dos para aplicarle tratamiento con campo magnético.

### **Método para determinar la viscosidad dinámica con el viscosímetro HAAKE VT550**

A los 250 mL de la muestra control, después de una hora de reposo se le determinó la viscosidad dinámica ( $\eta$ ) y el esfuerzo cortante ( $\tau$ ) para los diferentes gradientes de velocidad ( $\gamma$ ) en las posiciones de velocidad (de 1-10) del viscosímetro rotacional HAAKE VT550 tomando los valores en orden ascendente y descendente. Se realizaron tres réplicas de los parámetros, que permitieron obtener el comportamiento reológico promedio.

### **Metodología para el tratamiento magnético**

Para la aplicación del tratamiento magnético se empleó una instalación experimental compuesta por un acondicionador magnético a imanes permanentes, construido y caracterizado en el Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado. La constancia de la velocidad se garantizó manteniendo el embudo con un volumen de muestra constante y para ello

se escogió la altura necesaria para obtener la velocidad de flujo y el tiempo de exposición deseado. Se colocó una manguera de 0,006m de diámetro entre los dos pares de caras polares del imán y se realizaron mediciones para obtener un tiempo de exposición de las muestras al campo magnético.

Para definir el tiempo de exposición al campo magnético se realizaron las siguientes pruebas:

1. Con la manguera entre las dos caras polares del imán se extrae una probeta de 250mL del crudo.
2. Se mide el tiempo de extracción con el cronómetro.
3. Se realiza esta operación 10 veces para obtener un valor promedio.
4. Se calcula el flujo: ecuación (1)

$$Q = V/t \dots\dots\dots (1)$$

donde

Q: flujo volumétrico ( $m^3s^{-1}$ ).

V: volumen de petróleo crudo extraído ( $m^3$ ).

t: tiempo en que demora el fluido en ocupar 250mL (s).

5. Cálculo de la velocidad del fluido: ecuación (2) y (3)

$$v = Q/A \dots\dots\dots (2)$$

$$A = \pi \cdot d^2/4 \dots\dots\dots (3)$$

donde

v: velocidad del fluido ( $ms^{-1}$ ).

A: área de exposición ( $m^2$ )

d: diámetro de la manguera (m).

6. Cálculo del tiempo de exposición al campo magnético: ecuación (4)

$$TE = X/v \dots\dots\dots (4)$$

donde

X: longitud del imán e igual a 0,15m

Siguiendo la metodología para el tratamiento magnético de crudos, se empleó un acondicionador magnético de Neodimio – Hierro – Boro con una inducción magnética de 0,455 0T;± 0,009T.

En este caso se trabajó con un volumen de petróleo de 250mL, en el crudo M-30 el tiempo promedio (medido con cronómetro) en el que los 250 mL de la muestra recorrieron la manguera de 6mm ( $6 \times 10^{-3}m$ ) de diámetro fue de 40s, luego mediante la ecuación (1) se tiene que  $Q= 6, 25 \times 10^{-6}m^3s^{-1}$ , combinando las ecuaciones (2) y (3), se obtiene que la velocidad por la que el crudo M-30

pasa por el sistema de magnetización es de  $0.221\text{ms}^{-1}$ . Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación (4), se tiene que el tiempo de exposición del crudo al tratamiento magnético es de 0,678s.

### **Metodología utilizada en la Refinería Hermanos Díaz**

En el laboratorio de ensayos de la refinería se realizó la caracterización físico-química de los crudos utilizando los siguientes métodos.

#### ***Método para la determinación de agua por destilación***

Para la determinación del contenido de agua por destilación se utilizó la norma ASTM D 95 [11].

#### ***Método de Karl Fischer para la determinación del agua***

Esta metodología se usó para la determinación del contenido de agua en petróleos, mediante la norma NC ASTM D 4928 [8].

#### ***Método para la determinación de gravedad API***

La densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API del petróleo, se determinó mediante la norma NC ASTM D1298 [7].

#### ***Método para la determinación de agua y sedimento***

El ensayo se realizó según la norma NC ASTM D 1796, el método consiste en tomar 5mL de muestra y 50 de solvente y agregarlo en el vial que se introduce en el equipo de centrifugación a 700 rpm durante un tiempo de 10 min, luego se extrae el vial y se compara con la tabla de agua y sedimento [10].

#### ***Método para la determinación de la viscosidad cinemática con el viscosímetro CANNON***

La viscosidad se determinó por la norma NC ASTM D445 [12].

### **Resultados y discusión**

#### ***Estudio comparativo del comportamiento reológico de las muestra de crudo M-30 sin tratamiento (SCM) y después del tratamiento magnético (CM)***

Como se observa en la figura 1 el tratamiento magnético empleado, en las condiciones de experimentación de este trabajo, no produce diferencias significativas en el comportamiento reológico de las muestras analizadas, presentando en ambos casos modelos reológicos similares, es decir, para la muestra de crudo M-30 tratada o no magnéticamente, las curvas de flujo se ajustan al modelo reológico característico de los fluidos dilatantes, comportamiento que coincide con los reportados por Mendoza, R. y colaboradores en 2007; [13].

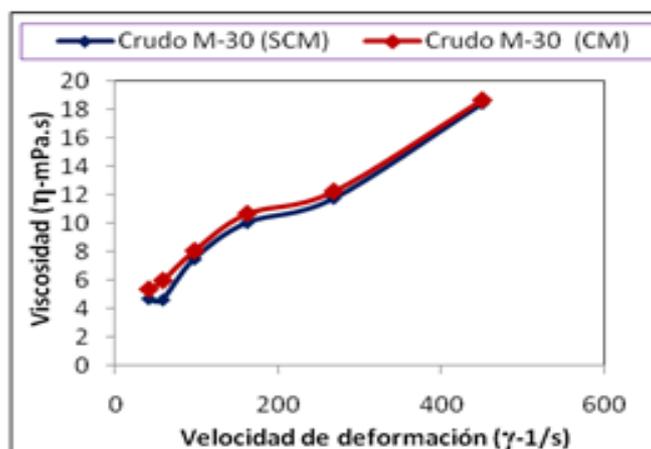


Figura 1. Efecto del tratamiento magnético en la viscosidad del crudo M-30

### Caracterización físico-química de muestras de petróleo bajo la influencia del tratamiento magnético

- Crudo M-30

#### Determinación de gravedad API

La densidad, densidad relativa o gravedad API es un factor que regula la calidad y el precio del petróleo crudo. Su determinación es de gran importancia porque permite clasificar los crudos a través de su peso.

Los resultados obtenidos en la determinación de la gravedad API se muestran en la figura 2, donde se puede observar que existen una pequeña diferencia de la gravedad API después de aplicado el tratamiento magnético, lo que se traduce un ligero incremento de la viscosidad del crudo. Sin embargo, no existen evidencias de que esta variación se deba al efecto del tratamiento magnético empleado.

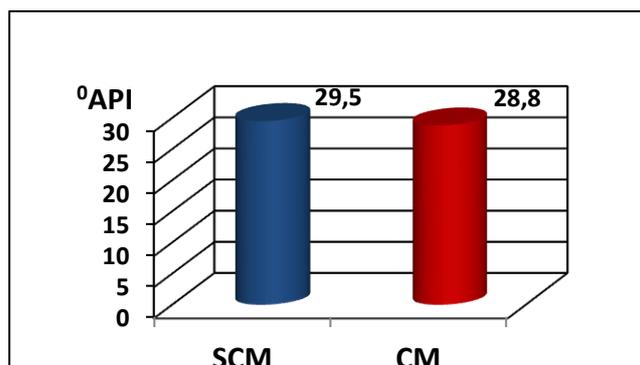


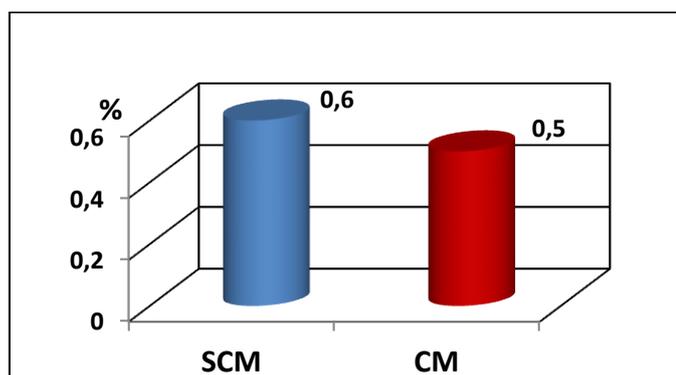
Figura 2. Gráfica del comportamiento de la gravedad API

Independientemente de que se aprecia una disminución de la gravedad API del crudo M-30 al ser tratado magnéticamente, bajo estas condiciones

experimentales, la misma se mantiene en el rango establecido (22,3 – 31,1°API) de calidad de los petróleos medianos.

### **Determinación de agua y sedimento**

El contenido de agua y sedimentos en el crudo se determina por la importancia que tiene para evaluar si el crudo cumple con las especificaciones y para saber si es necesaria la deshidratación; debido a que la cantidad de agua presente en el crudo puede ser la causa de la corrosión en los equipos y puede conllevar a problemas en su procesamiento. Los resultados se muestran en la figura 3, tanto para el crudo tratado magnéticamente como para él no tratado.



**Figura 3. Gráfica del comportamiento del agua y sedimento en muestras de crudo M-30 tratadas y no tratadas magnéticamente**

Como se observa en la figura anterior, hay una ligera disminución del contenido de agua y sedimento en la muestra de crudo tratada magnéticamente; pero estas diferencias no son estadísticamente significativas, por lo que no se puede atribuir este resultado al efecto del campo magnético. Se requiere realizar un mayor número de réplicas para observar el efecto del tratamiento magnético sobre esta variable.

### **Determinación de agua por el método de Karl Fischer**

La determinación del contenido de agua de petróleo crudo es importante, ya que durante el proceso de refinación el valor permisible debe ser menor de 0,1 % de agua. Los resultados obtenidos durante la determinación de agua se encuentran dentro del rango establecido por el método para las interferencias de mercaptanos y sulfuros de azufre, donde a niveles de menos de 500 mg/L

(ppm) (como azufre), la interferencia de estos compuestos es insignificante [8]. En la figura 4 se muestran los resultados obtenidos.

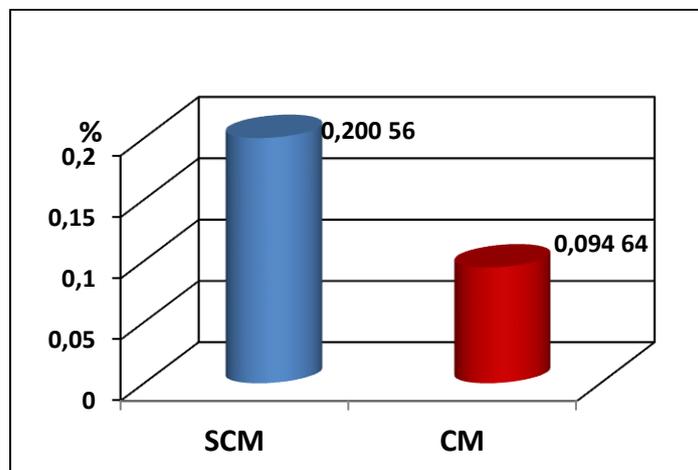


Figura 4. Gráfica del comportamiento del agua por destilación por el método de Karl Fischer

Es evidente el efecto producido en el contenido de agua del crudo, por el tratamiento magnético bajo las condiciones de experimentación empleadas, ya que al dejar reposar la muestra durante 1 h se observa una disminución del contenido de agua del mismo en un 52,8 %.

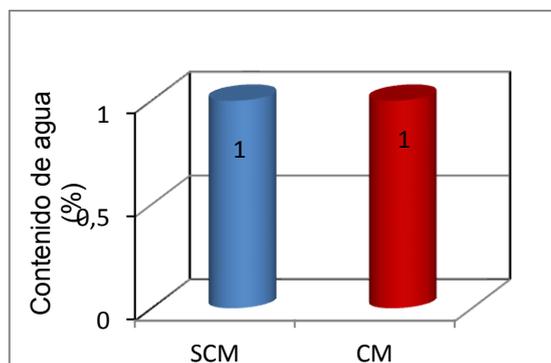
En la bibliografía se encuentra poca información acerca del tratamiento magnético en procesos relacionados con el petróleo. Sin embargo, se ha evidenciado en algunos trabajos que el campo magnético actúa sobre el crudo, orientando las moléculas de parafina con su plano molecular perpendicular a la dirección del campo magnético [4].

Esta reorientación de las moléculas iónicas y/o con sistemas conjugados (polinucleares, heteroaromáticos, porfirínicas) introduce una serie de perturbaciones sobre sus niveles rotacionales, vibracionales y electrónicos causando un impacto sobre la organización molecular global que actúan como neutralizadores de las cargas polares del agente emulsificante, debilitándolo y permitiendo así la coalescencia de las gotas de agua y su posterior precipitación. Por estas razones se podría suponer que el 52,8 % de agua que se separa, luego del tratamiento magnético, es la que ha logrado precipitar por la acción del campo magnético luego del reposo durante una hora [6]. Con un estudio más detallado de caracterización del agua precipitada después del tratamiento magnético con técnicas espectroscópicas, se pudiera determinar qué efecto ejerce el campo magnético sobre la estructura del agua en este tipo de sistema [5].

- **Crudo cubano PNCm-1400**

**Agua por destilación**

Es importante conocer el contenido de agua de los productos de petróleo en la refinación, compra-venta y trasiego de los productos. En la figura 5 se muestra cómo el contenido de agua no varía con el tratamiento magnético.

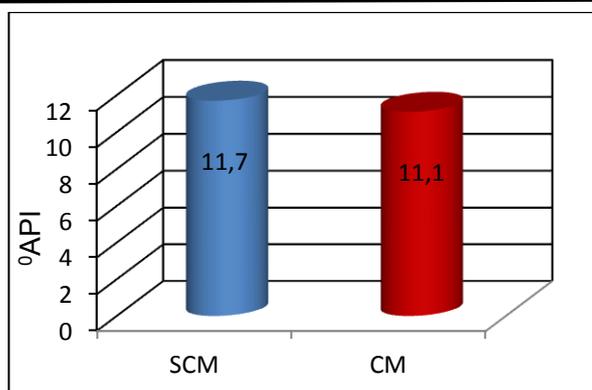


**Figura 5. Contenido de agua de la muestra de crudo PCNm-1400 determinada por el método de agua por destilación**

Este resultado pudiera interpretarse a través de la relación que existe entre la alta viscosidad que contienen los crudos nacionales y el agua emulsionada presente. Por el bajo porcentaje de agua que presenta la muestra antes del tratamiento magnético, se puede suponer que esta se encuentra emulsionada de la forma W/O, y al presentar la muestra tan alta viscosidad es probable que el campo magnético no provocara grandes perturbaciones sobre los niveles rotacionales, vibracionales y electrónicos del agua, por lo que no favorece, en este caso, la coalescencia de las gotas.

**Gravedad API**

Se determinó la gravedad API para la muestra de crudo tratada magnéticamente y sin tratar. Los resultados se muestran en la figura 6, apreciándose que hay una ligera disminución de la gravedad API después del tratamiento magnético.

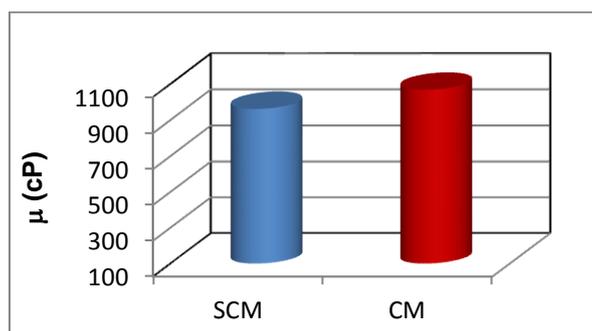


**Figura 6. Gravedad API determinada para el crudo PCNm-1400 sin tratar y tratado magnéticamente**

El campo magnético no modificó su clasificación. Estos resultados corroboran que este es un crudo pesado según los rangos establecidos por el Instituto Americano de Petróleo. Además, este resultado se corresponde con el valor de la viscosidad obtenida para esta misma muestra, ya que al disminuir la gravedad API del crudo, aumenta la viscosidad del mismo.

#### **Viscosidad cinemática**

La viscosidad cinemática se determinó mediante la prueba ASTM D445 [11] (tubos capilares). El crudo tratado magnéticamente tiene mayor viscosidad cinemática que él no tratado (figura 7).



**Figura 7. Viscosidad cinemática determinada para el crudo PCNm-1400 sin tratar y tratado magnéticamente**

Independientemente de que aumentó ligeramente la viscosidad del crudo al ser tratado magnéticamente en estas condiciones, las diferencias no son estadísticamente significativas.

En ambos casos los crudos estudiados están formados por mezclas de petróleos de varios yacimientos y contienen aditivos como parte de los componentes. Este incremento de la viscosidad con el tratamiento magnético a

crudos con estas características y emulsionados en presencia de aditivos corrobora lo obtenido en otras investigaciones realizadas [1].

## **Conclusiones**

- 1. El estudio comparativo de muestras de crudo M- 30 sin tratamiento y con tratamiento magnético no arrojó evidencias de modificación de su comportamiento reológico como fluido dilatante.***
- 2. No se encontraron diferencias significativas para los estudios de agua por destilación, gravedad API y viscosidad, en las muestras de crudo PCNm-1400 analizadas antes y después del tratamiento magnético.***
- 3. De la caracterización físico-química realizada a las muestras de crudo M-30, es significativa la disminución de 52,8 % de agua al ser tratado el crudo magnéticamente determinada por el método de Karl Fisher.***

## Bibliografía

1. ERIJ, V.;RÁSINA,M.;RUDIN,M.G.E. *Química y Tecnología del petróleo y del gas*. Editorial Mir,1988. España.
2. SOFÍA, M. C.“Estabilidad de las emulsiones acuosas de petróleo: campos eléctrico y magnético”. Tesis de Maestría. Universidad de Oriente, 2006.
3. SOFIA, M. C. *et al.* “Efecto del tratamiento magnético en emulsiones de petróleo Mesa 30 con diferentes emulgentes”. *Tecnología Química*,vol. 29,núm. 3, 2010, pp 11-19
4. PELAEZ U. C.*et al.* “Deshidratación magnética de crudos”. Artículo publicado en INGEPET'99. Venezuela.
5. RAMOS FERNÁNDEZ, F.*El agua magnetizada*. Madrid: Editorial Mandala, 1994.
6. ASTM D1298 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D1298.HTM).
7. ASTM D 4928 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D4928.HTM).
8. ASTM D 3220 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D3220.HTM).
9. ASTM D 1796 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D1796.HTM).
10. ASTM D 95 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D95.HTM).
11. ASTM D 445 (WWW.ASTM.ORG/STANDARDS/D445.HTM).
12. CAMPOS SOFIA, M.;FALCÓN HERNÁNDEZ,J.;SOTO GOVEA,B.;MENDOZA CUELLAR,R. D.;BOZA FERRER,Y.;MORO M., A. “Estudio del efecto del campo magnético sobre emulsiones acuosas de petróleo”. *Revista Tecnología Química*.Vol 29, N°3, 2009, pp 48-54
13. PANG, X.; Deng,B. “Investigation of changes in properties of water under the action of a magnetic field”.*Science in China Series G: Physics, Mechanics and Astronomy*.vol. 51, núm.11, p. 1621-1632, 2008.