

Caracterización microscópica de mezclas de petróleo y agua con tratamiento eléctrico y magnético

Microscopic Characterization of Petroleum and Water Mixture with Electric and Magnetic Treatment

MSc. Melek Campos-Sofía^I, melek@cnea.uo.edu.cu; MSc. Alina Moro-Martínez^{II}, Ing. Darel D. Mulet-González^{II}, José Falcón-Hernández^{II}, Yadira Silveira-Font^I

^ICentro Nacional de Electromagnetismo Aplicado, Santiago de Cuba, Cuba; ^{II}Facultad de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba

Resumen

En este trabajo se realizó un estudio de la distribución de tamaños de gotas en mezclas de crudo M-30 con 2, 6 y 10 % de agua. Las mezclas son tratadas con campo magnético, campo eléctrico y la combinación de ambos tratamientos. Se emplea un tratamiento magnético de 0,455 T y el tratamiento con campo eléctrico se realiza aplicando una diferencia de potencial de 650 V. Se determina microscópicamente la frecuencia de aparición de las gotas de agua en las muestras analizadas y su tamaño, obteniendo las mayores frecuencias de aparición de gotas superiores a 2000 μm en las mezclas tratadas con la combinación de campo magnético y eléctrico, preparadas con 2 % y 10 % de agua, predominando gotas deformadas. Finalmente, se puede observar que a pesar de que la distribución de tamaños de gotas pudiera contribuir a la separación de agua de las mezclas preparadas, fundamentalmente a 10 % de agua, esto no se produce.

Palabras clave: mezclas de petróleo y agua, tratamiento eléctrico, campo magnético, separación de agua.

Abstract

This paper presents a study of the distribution of sizes of droplets in the mixtures of oil M-30, with the following compositions dispersed phase: 2, 6 and 10 %. The mixtures are treated with magnetic field, electric field and the combination of both treatments. We perform a magnetic treatment of 0,455 T and the electric field treatment is made by applying a potential difference of 650 V. The frequency of occurrence of water droplets in the emulsions and their size was determined microscopically, obtaining the highest frequency of occurrence exceeding 2000 μm drops in cells treated with the combination of magnetic and electric field, prepared from 2 % and 10 % water, predominantly deformed droplets. Finally, it can be seen that even though the size distribution of droplets may contribute to the water separation tank mixes of essentially 10 % water, this does not occur.

Keywords: mixtures of petroleum and water, petroleum electrical treatment, magnetic field, water separation.

Introducción

Durante el proceso de extracción del petróleo, este puede mezclarse con una gran cantidad de agua, que puede estar entre 1 % y 80 %. El agua asociada al crudo se puede presentar en forma libre y emulsionada. En la emulsión natural de agua en crudo, el agua se encuentra dispersa en gotas muy pequeñas (fase dispersa) en la masa de crudo (fase continua). Existen dos factores que determinan la cantidad y la estabilidad de la emulsión de agua/petróleo en el crudo producido, ellos son la cantidad de energía impartida a la mezcla agua/crudo y la presencia de agentes emulsificantes en el crudo mismo.

Una gran cantidad de energía es suministrada a la mezcla agua/petróleo a su paso a través de válvulas, bombas, codos, desgasificadores y demás instalaciones de superficie donde ha sido sometida a una agitación intensa. Por otra parte, los crudos presentan en su constitución compuestos tales como: asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos arenas, arcillas, que tienen actividad interfacial y que son los encargados de estabilizar las emulsiones de agua en crudo [1]. Una vez formada y estabilizada la emulsión, ésta se puede romper mediante la acción de algún método de destrucción de emulsiones; que pueden ser métodos mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos, que producen la separación del agua y posibilita su separación. Sin embargo, si el crudo emulsionado que llega a una refinería, no puede ser procesado en las torres de destilación con porcentajes mayores del 1 % de agua, debido a que la expansión del vapor de agua producido al elevarse la temperatura, ocasionaría daños a las torres. Es por eso que los crudos se someten a procesos de lavado y desalación antes de ser enviados a las torres de destilación. En caso de que los crudos contengan sales, estas se depositan en las tuberías de los intercambiadores de calor y de los hornos, lo que implica que disminuya el coeficiente de transferencia de calor y la necesidad de una frecuente limpieza de los tubos. Los cloruros de calcio y de magnesio se hidrolizan, dando lugar a la formación del ácido clorhídrico, bajo cuya acción tiene lugar la destrucción (corrosión) del metal de los aparatos de las instalaciones tecnológicas [2].

Los métodos de tratamiento han evolucionado notablemente. Los mecanismos involucrados en estos tratamientos, aún hoy día, no resultan totalmente comprendidos y gran parte de las soluciones han sido desarrolladas, principalmente, en base a experiencias prácticas dirigidas a sistemas específicos. En pruebas efectuadas con diferentes muestras de crudos, al ser expuestas a un campo magnético, se observó el desprendimiento de una fase de agua asociada con el petróleo. Lo anterior generó la idea que el campo magnético actúa como una fuerza que altera las características de las emulsiones y logra la separación de las fases líquidas (agua - crudo). Debido a esto es posible, utilizar la fuerza magnética como un nuevo método de rompimiento de emulsiones [3-5].

En el presente trabajo se realiza un estudio de mezclas de petróleo y agua, con la finalidad de conocer los parámetros más importantes para su futuro uso en la deshidratación de crudos. En este caso no se proponen los métodos convencionales, sino que, se enfoca la investigación a la aplicación del tratamiento eléctrico, magnético y la combinación de ambos, buscando las ventajas que puedan ofrecerse en este ámbito.

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, Cuba. Se empleó el método para la observación microscópica de las mezclas utilizando el microscopio óptico NOVEL, con un objetivo SP4/ 0,10, para observar y guardar las imágenes del tamaño de las gotas de agua o de petróleo en las mismas. Para la aplicación del tratamiento magnético se empleó una instalación experimental (ver figura 1a) compuesta por un acondicionador magnético a imanes permanentes con una inducción magnética de 0,4550 T; \pm 0,009 T, construido y caracterizado en el Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado. La velocidad se garantiza manteniendo el embudo con un volumen de muestra constante y para ello se escogió la altura necesaria para determinar la velocidad de flujo y el tiempo de exposición requerido.

Para la aplicación del tratamiento eléctrico se empleó una instalación experimental (ver figura 1 b) compuesta por un embudo separador de 250mL, dos electrodos y una fuente eléctrica regulable de voltaje máximo 650 V, con Voltímetro y conectores. Uno de los electrodos es una lámina de cobre que cubre por fuera al embudo separador conectado al borne positivo de la fuente y el otro es una varilla de cobre que se encuentra en el interior del embudo, que contiene la muestra, conectado al borne negativo de la fuente. Una vez preparada la mezcla de agua y petróleo crudo, con los porcentajes de agua establecidos, se miden 250mL y se vierten en el embudo separador, para luego ser sometidas a la acción del campo eléctrico a 650V, durante 1 h.



Figura 1. Imagen de las instalaciones experimentales empleadas para el tratamiento magnético y eléctrico empleadas

Metodología para el procesamiento de imágenes

Para el procesamiento de las imágenes se empleó el software Image Tool, las unidades de distancia obtenidas del análisis de las imágenes se expresan en píxeles, las cuales son convertidas en micras (μm). Para obtener la equivalencia de píxeles a micras se realizó una fotografía microscópica del micrómetro con el objetivo SP4/ 0,10 y empleando los parámetros manuales fijos de la cámara, sin utilizar el zoom de la misma. Luego, con la ayuda del software *Image Tool* se miden 100 μm obteniéndose con el software 22 píxeles, por lo que se puede establecer que 1 píxel = 4,545 μm , observándose microscópicamente con el objetivo de SP4/ 0,10.

Para calcular el área se tomaron quince fotografías en el microscopio y mediante la metodología de tratamiento de imagen se determinó el porcentaje

medio del área que ocupa el círculo dentro del rectángulo y, además, se determinó el diámetro medio del círculo. Los valores que se obtienen se muestran en la tabla 1 y se considerarán constantes para los demás casos que se analicen.

Tabla 1
Resultados de la imagen base

N (%)	25,95
B (%)	74,05

Después de aplicar la metodología para el procesamiento de imágenes empleando el software Image Tool, se obtienen imágenes, donde el agua se presenta de color negro (N), dentro del círculo que representa el campo visual del microscopio, ocupado el resto del círculo por el petróleo de color blanco (B), por lo que se harán las consideraciones que se muestran en la figura 2.

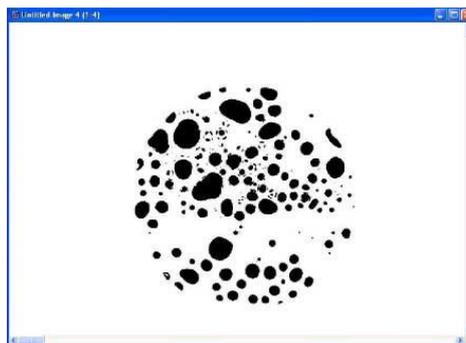


Figura 2. Imagen a analizar mediante el algoritmo de cálculo de las áreas

1. Cálculo del % en área del A (agua) dentro del círculo:

$$A'=(A^*/N)100..... \text{ ecuación 1}$$

donde

A': % en área del agua (color negro) dentro del círculo.

A*: % en área que representa el agua (color negro) en relación al área total del círculo. Dato de salida de la aplicación del software Image Tool.

N: % en área que representa el círculo en relación al área total del rectángulo.

N= 25,95 %

Cálculo del % en área del petróleo crudo (color blanco) que encierra el círculo:

Por balance de masas, tenemos que:

Agua + Petróleo = 1 ó 100 %

Entonces

$$C = 100 - A' \dots\dots\dots \text{ecuación 2}$$

donde

C : % en área de petróleo crudo (color blanco) que encierra el círculo.

Ejemplo de cálculo para $A^*=6.41$, dato de salida del software Image Tool para la imagen en la figura 2.

Mediante la ecuación 1 se procede a determinar el área en porciento, que ocupa el agua dentro del círculo.

$$A' = \frac{6.41}{25.95} * 100 \quad A' = 24.70\%$$

Mediante la ecuación 2 se calcula el área, en porciento, del petróleo crudo que encierra el círculo.

$$C = 100 - 24.70' \quad C = 75.30\%$$

Metodología para la preparación de emulsiones

El proceso de mezclado se realizó a escala de laboratorio utilizando un agitador mecánico con velocidad regulable. Las mezclas se prepararon a 600 r.p.m durante 15 minutos, verificándose que estas fueran las condiciones óptimas para lograr una mayor dispersión de las gotas de agua en el petróleo, para su posterior tratamiento con el objetivo de lograr la deshidratación de las mismas.

Para la preparación de las mezclas, se usó una muestra de petróleo M-30 suministrada y caracterizada por la Refinería Hermanos Díaz [4, 5]. Primeramente se endulza la probeta con petróleo y luego se mide el volumen de petróleo a emplear, en dependencia de la formulación requerida. Después, se deposita el petróleo en un recipiente y se somete a agitación mecánica baja, mientras se añade lentamente la cantidad de agua que se requiera en cada

caso, con el objetivo de lograr una mejor distribución de las fases. Luego se incrementa la velocidad a 600r.p.m durante 15min. Se utilizaron tres composiciones diferentes, tal como se muestra en la tabla 2.

Descripción de los ensayos

El trabajo experimental se realizó siguiendo el orden establecido en la tabla 2, donde CE es tratamiento con campo eléctrico, CM es tratamiento con campo magnético y CEM es tratamiento con campo magnético y eléctrico combinado, siendo P las muestras patrón analizadas.

Tabla 2
Descripción de los experimentos

Experimentos	Agua (%)	Petróleo (%)	Tipo de tratamiento
CE 2 %	2	98	CE
CE 6 %	6	94	CE
CE 10 %	10	90	CE
CM 2 %	2	98	CM
CM 6 %	6	94	CM
CM 10 %	10	90	CM
CME 2 %	2	98	CME
CME 6 %	6	94	CME
CME 10 %	10	90	CME
P 2 %	2	98	Ninguno
P 6 %	6	94	Ninguno
P 10 %	10	90	Ninguno

Al transcurrir una hora después de dejar reposar la mezcla en el embudo separador, se realiza la toma de muestra del fondo del mismo. Luego se procede a la observación y toma fotográfica con la cámara acoplada al microscopio.

Trabajo experimental. Resultados y su valoración

Determinación de la distribución de tamaño de gotas con diferentes composiciones de fase dispersa en el crudo M-30 emulsionado, sin recibir tratamiento eléctrico o magnético

La estabilidad de las mezclas está determinada en gran medida por el tamaño de las gotas; sin embargo, sus propiedades, en particular la viscosidad, no dependen sólo del diámetro promedio, por lo que la forma más adecuada de

describir su geometría es mediante la distribución del tamaño de gotas. Por esta razón se determinó para cada una el efecto que provoca el CE, CM y CME sobre la distribución del tamaño de las gotas agua dispersas en el crudo.

Después de una hora de reposo, gran parte del agua mezclada se encontraba sedimentada en el fondo del embudo separador para todos los casos, lo que condujo a la ausencia de agua en las imágenes de las muestras tomadas en el tope, por lo tanto, se realizó el análisis de la distribución de gotas solamente a las muestras tomadas en el fondo del embudo separador, de forma tal que permita evaluar el efecto de los tratamientos empleados sobre esta variable.

En la figura 3, se muestra la distribución de tamaño de gotas para las mezclas analizadas en las condiciones experimentadas.

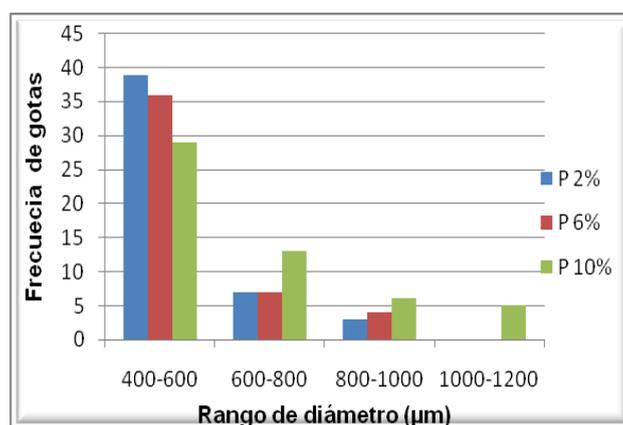


Figura 3. Distribución de tamaño de gotas en las mezclas de petróleo M-30 con diferentes composiciones de agua

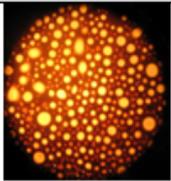
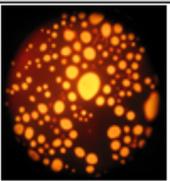
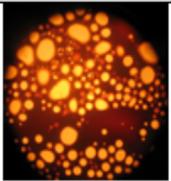
Como se puede apreciar, en las mezclas con 2 % y 6 % es mayor la frecuencia de aparición de gotas de menor diámetro (400-600 μm), y predominan las gotas esféricas, lo que puede estar influenciado por la presencia en el crudo de algunos surfactantes, los cuales crean una atracción hacia el interior del cuerpo del líquido generando una fuerza tangencial a la superficie con un exceso de energía libre, que hace que las gotas adopten una forma esférica [6].

Es notable que los tamaños de gotas mayores de 1000 μm solamente aparezcan para las de 10 %. De igual manera son las que menor frecuencia muestran en los menores diámetros, esto puede ser debido al incremento de volumen de la fase dispersa, lo que provoca que la distancia de separación

entre gotas se reduzca aumentando la probabilidad de colisión y agrandamiento de las mismas [7].

En la tabla 3 se muestran imágenes del comportamiento del tamaño de gotas observado microscópicamente con el objetivo SP4/ 0.10 para las muestras descritas y los valores promedio de los diámetros de gotas obtenidos con el software Image Tool, lo cual confirma lo planteado anteriormente.

Tabla 3
Tamaño de gotas observado microscópicamente
y valores promedio de los diámetros de las gotas

P 2%	P 6%	P 10%
		
Tamaño promedio de gotas (µm)		
495,60	502,56	601,82
Observaciones		
Predominan las gotas esféricas	Algunas gotas deformadas	Presencia de gotas deformadas

De forma general, se puede decir que los tamaños de gotas mayores de 1000µm solamente aparecen para la composición de 10 % de agua, con un diámetro promedio de gotas de agua de 601,82 µm, aunque se presentan algunas gotas deformadas, lo que pudiera favorecer el proceso de separación.

Determinación de la distribución de tamaño de gotas de mezclas con diferentes composiciones de agua en el crudo M-30, tratadas con campo eléctrico, campo magnético y la combinación de ambos

En la figura 4, se muestra el comportamiento de la distribución de tamaños de gotas en las mezclas preparadas al 2 % de agua, habiendo recibido los tres tipos de tratamiento.

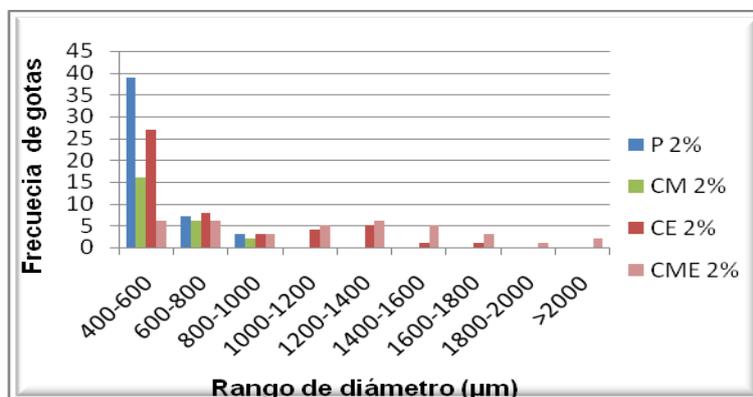


Figura 4. Distribución de tamaño de gotas para las mezclas de crudo M-30 al 2 % de agua, tratadas y no tratadas

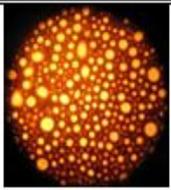
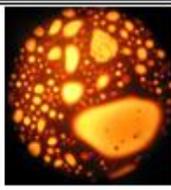
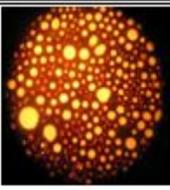
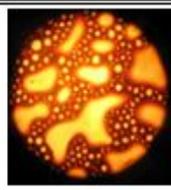
Al graficar la frecuencia de aparición contra el rango de diámetro de la fase dispersa se pueden apreciar marcadas diferencias entre la muestra patrón y las tratada con CE, CM y CME. En el rango de 400-600 µm es donde aparecen con mayor frecuencia las gotas de agua de las muestras patrón. En los rangos de 600-800 y 800-1000 µm no se observan prácticamente diferencias entre el patrón y las tratadas, pero sí menor cantidad de gotas que en el rango anterior. En los rangos de 1000-1200 a 1600-1800 µm, sólo aparecen gotas de agua en las tratadas con CE y CME.

Es importante destacar que las mezclas tratadas con CE presentan menor frecuencia de aparición de gotas en el menor rango de tamaños que las muestras patrón. Esto puede ser provocado porque el campo eléctrico puede inducirle una carga a la superficie de la gota provocando un movimiento de las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente), aumentando la probabilidad de colisión de las gotas y agrandamiento de las mismas[7], confirmándose lo reflejado en la figura 4.

Para mezclas al 2 % de agua, tratadas con CME, existen gotas en todos los rangos de diámetros analizados, aunque su frecuencia de aparición es menor en los intervalos más pequeños. En el rango de 1800-2000 µm y mayores de 2000 µm, sólo aparecen gotas en las tratadas con CME, esto es resultado de la combinación de ambos tratamientos. El tratamiento magnético, debe orientar las moléculas iónicas con su plano molecular perpendicular a la dirección del campo magnético introduciendo una serie de perturbaciones, que contribuyen a

su debilitamiento y permiten el agrandamiento de las gotas de agua hasta su posterior precipitación [3]. Este primer tratamiento facilita la acción posterior del campo eléctrico, de manera que se facilitan las colisiones entre las gotas, su agrandamiento y cambio morfológico que favorece su precipitación. En la tabla 4, se muestran imágenes, observadas microscópicamente, del comportamiento del tamaño de gotas para las mezclas preparadas al 2 % de agua.

Tabla 4
Muestra fotográfica de las emulsiones a 2 %
de agua y valores promedio de diámetros de las gotas

Patrón 2 %	CE 2 %	CM 2 %	CME 2 %
			
Tamaño promedio de gotas (µm)			
495,60	636,28	414,23	859,51
Observaciones			
Predominan las gotas esféricas	Gotas deformadas	Predominan las gotas esféricas	Gotas de formadas

En la figura 5, se muestra la distribución de tamaños de gotas de las mezclas al 6 % de agua; apreciándose que en las muestras patrón sólo se forman gotas de los menores rangos de tamaño analizados.

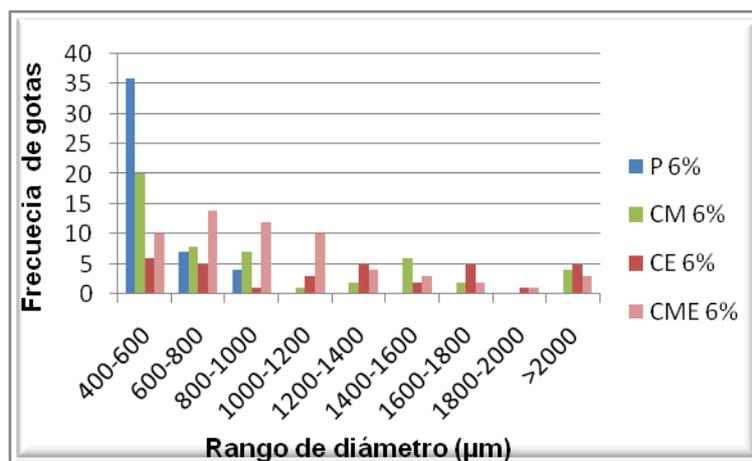


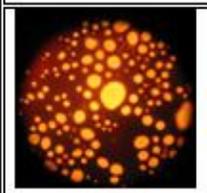
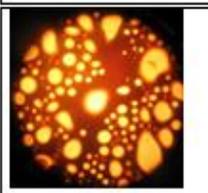
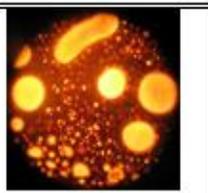
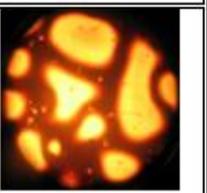
Figura 5. Distribución de tamaño de gotas para las mezclas al 6 % de agua, tratadas y no tratadas

Se pueden apreciar en la figura 5 marcadas diferencias entre la muestra patrón y las tratadas con CE, CM y CME, observándose la mayor frecuencia de gotas en el menor rango (400-600 μm) de la mezcla patrón.

Es importante destacar que se observa la menor frecuencia de aparición de gotas en las tratadas con CM en el rango 400-600 μm , comportamiento que coincide con el que fue analizado para las mezclas al 2 %. Se observa que el tratamiento magnético favorece el agrandamiento de las gotas, para las de 6 % de agua, confirmándose, por la presencia de gotas de mayor tamaño (800-1000 μm hasta mayores que 2000 μm).

En el caso de las tratadas con CE y CME el análisis de la frecuencia de aparición de las gotas coincide con el analizado para las de 2 % de agua. Esto se pone de manifiesto en las imágenes que se muestran en la tabla 5, en las cuales se refleja el comportamiento del tamaño de gotas para todas las mezclas preparadas con 6 % de agua.

Tabla 5
Muestra fotográfica de las mezclas de petróleo M-30 a 6 % de agua y valores promedio de diámetros de las gotas

Patrón 6 %	CE 6 %	CM 6 %	CME 6 %
			
Tamaño promedio de gotas (μm)			
502,56	846,99	834,17	956,86
Observaciones			
Algunas gotas deformadas	Gotas deformadas	Gotas deformadas	Gotas deformadas

Para las mezclas preparadas a 10 % de agua, el comportamiento de las mezclas patrón es similar que en los casos anteriormente analizados, es decir, predominan las gotas de menor tamaño. Sin embargo, en las tratadas con CME aumenta considerablemente la cantidad de gotas de diámetro mayor de 2000 μm (figura 6).

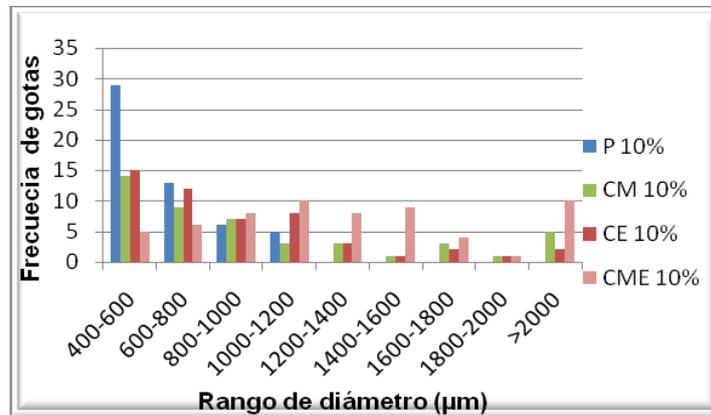


Figura 6. Distribución de tamaño de gotas para las mezclas al 10 % de agua, tratadas y no tratadas

En la tabla 6, se muestran imágenes microscópicas del comportamiento del tamaño de gotas para las mezclas preparadas con 10 % de agua, y los valores promedio de los diámetros de las gotas, de manera que se pueda apreciar visualmente lo planteado anteriormente.

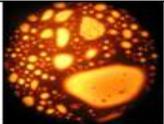
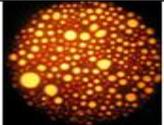
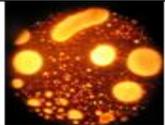
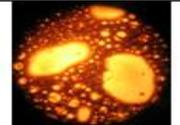
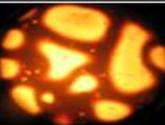
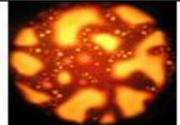
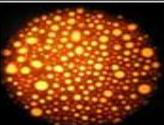
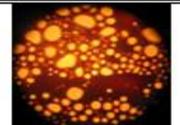
Tabla 6
Muestra fotográfica de las mezclas de petróleo M-30 a 10 % de agua y valores promedio de diámetros de las gotas

Patrón 10 %	CE 10 %	CM10 %	CME10 %
Tamaño promedio de gotas (µm)			
601,82	802,92	900,12	1344,32
Observaciones			
Presencia de gotas deformadas	Gotas deformadas	Gotas deformadas	Gotas deformadas

De forma general, la composición de la fase dispersa influye notablemente en el agrandamiento de las gotas; al incrementar el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o su tamaño y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas, reduciendo la estabilidad de la misma.

El resumen del análisis realizado a los datos experimentales utilizando el software Image Tool se muestra en la tabla 7, es preciso puntualizar que el análisis realizado con el software es el resultado medio de 5 fotos tomadas en el mismo plano, pero en diferentes puntos en todos los tratamientos y composiciones.

Tabla 7
Porcentaje en área ocupada por el agua (A) y por el crudo (C)
en el fondo del embudo separador de 250mL después
de una hora de reposo

	2%	5%	10%
CE	 A=30,83% C=69,17%	 A=30,13% C=69,87%	 A=39,08% C=60,92%
CM	 A=26,24% C=73,76%	 A=28,79% C=71,21%	 A=34,61% C=65,39%
CME	 A=36,76% C=63,24%	 A=35,41% C=64,59%	 A=41,70% C=58,30%
Patrón	 A=26,51% C=73,49%	 A=23,39% C=76,61%	 A=23,43% C=76,57%

Como se puede observar, a pesar de que la distribución de tamaños de gotas pudiera contribuir a la separación de agua de las mezclas preparadas, fundamentalmente a 10 % de agua donde existe mayor frecuencia de aparición de gotas de mayor diámetro, esto no se produce; en todos los casos sólo se produce la sedimentación del agua, sin llegar a producirse la separación de la misma.

En sentido general, de todo el análisis realizado se puede concluir que, a pesar de que con los tratamientos empleados no se logró la separación del agua mezclada con el crudo M-30, sí es evidente el efecto que tienen estos

tratamientos en la distribución de la fase dispersa por el cambio que produce en el tamaño y la forma de las gotas de agua.

Estos resultados pudieran servir de base para probar nuevas combinaciones de tratamientos que conlleven, finalmente, a lograr la separación de la mayor cantidad del agua que se añade al crudo en las refinerías con el objetivo de realizar el lavado y la desalación del mismo, como proceso previo a la destilación; garantizando así que se cumpla con los parámetros de calidad (menos de 1 % de agua) que se requieren para poder realizar el proceso de destilación de manera eficiente.

Conclusiones

- 1. Se analizó la distribución de tamaño de gotas, encontrándose mayor frecuencia de aparición de gotas de tamaño por encima de 2000 μm en aquellas mezclas preparadas a 2 % y 10 % de agua al ser tratadas con la combinación de campo magnético y campo eléctrico.**
- 2. En las mezclas preparadas al 2 % de agua se logra una mayor dispersión y gotas de diámetro más pequeño al ser tratadas con campo magnético.**
- 3. Se logra mayor separación de agua en la medida que aumenta el contenido de la misma en las mezclas preparadas.**
- 4. La combinación de tratamientos eléctrico y magnético conllevan a lograr mayores porcentajes de separación de agua en las mezclas preparadas.**

Bibliografía

- MUÑOZ, J., "Avances en la formulación de emulsiones". *Grasas y Aceites*, 2007. vol. 58 N° 1, p. 64-73.
- ERIJ, V., M. RÁSINA, and M.G.e. Rudin, *Química y tecnología del petróleo y del gas*. Editorial Mir, 1988.
- CARLOS, P.U., et al., "*Deshidratación magnética de crudos*". 1999. Perú.
- CAMPO, SOFIA, M., et al., "Tratamiento magnético sobre parámetros físico-químicos de muestras de petróleo". *Tecnología Química*, vol 35, N° 1, 2015, p. 289-301.

5. SOFIA, M.C. and A.M. MARTÍNEZ, "Efecto del tratamiento magnético en emulsiones de petróleo Mesa 30 con diferentes emulgentes." *Tecnología Química*, vol 29, N° 3. 2010.
6. SALAGER, J.L., "Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para obtener las propiedades deseadas". *Estado del Arte, Parte C. Cuaderno FIRP S747-C*. Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela, 1999, p. 1-22.
7. MARFISI, S. AND J.L. SALAGER, "Deshidratación de crudo Principios y Tecnología". Universidad de los Andes, Caracas, Venezuela, 2004.