

Investigación

Deshidratación del crudo Maya mediante un campo eléctrico de corriente continua

Bartolo Pérez Hernández y Francisco Javier Garfias Vázquez*

Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México, D.F., C.P. 04510. Tel. y Fax: (5) 622-5158

Recibido el 20 de febrero del 2002; aceptado el 12 de julio del 2002

Resumen. En este trabajo se estudiaron experimentalmente las variables que afectan la rapidez de deshidratación y desalado del crudo Maya al aplicar un campo eléctrico de corriente continua. Para esto se construyó un electrodeshidratador en operación por lotes, en el cual se introdujeron dos electrodos de cobre de geometría circular. Para abatir el efecto de la viscosidad se propuso variar el nivel de la fase acuosa existente entre los dos electrodos y así incrementar el efecto de inducción eléctrica de las gotas de agua emulsionada.

Las variables que afectan la rapidez de deshidratación y desalado son: voltaje, concentración de sal en la fase acuosa, concentración de desemulsificante, porcentaje de agua emulsionada, porcentaje de dilución y temperatura. Estas variables se agruparon en un modelo para estimar la rapidez de deshidratación y desalado del crudo Maya. La comparación de este modelo con los datos experimentales mostró una precisión del $\pm 10\%$.

Palabras clave: Deshidratación, crudo Maya, electrodeshidratador.

Introducción

En el proceso de producción del petróleo crudo, éste emerge contaminado con salmueras subterráneas y en algunos casos con agua de mar, las cuales pueden estar en forma libre o emulsionada en el petróleo. Tan pronto como llega a la superficie, el agua libre se elimina por sedimentación. Sin embargo, la reducción del agua emulsionada no es directa, debido a la estabilidad que presentan las gotas de agua emulsionada a la fuerza de gravedad.

El agua emulsionada le proporciona al petróleo crudo un volumen adicional al transporte así como propiedades corrosivas, el cual se ve reflejado en la reducción de la vida útil de los equipos de proceso. Debido a esto, es necesario aplicarle un proceso de deshidratación y desalado [1, 2]. El proceso de separación más comúnmente usado por su efectividad es el empleo de un campo eléctrico de corriente continua o corriente alterna, mediante el cual se logra la coalescencia de las gotas de agua emulsionada. Sin embargo, conforme los valores de las propiedades físicas del crudo (viscosidad y densidad, principalmente) son más altos, la aplicación de este proceso se dificulta.

La aplicación de un campo eléctrico a la emulsión del crudo orienta las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua

Abstract. In this work the variables that affect the rate of dehydration and desalting of crude Maya were studied experimentally, by applying a continuos current electric field. An electrodehydrator batch was made in which two round cooper electrodes were placed. To knock down the effect of viscosity, the variation of aqueous level between two electrodes was proposed so that incrementing the electric induction effect of emulsified drops water.

The variables that affect the rate of dehydration and desalting are: voltage, concentration of salt in aqueous phase, concentration of demulsifying, percentage of emulsified water, percentage of dilution and temperature. A model for estimating the rate of dehydration and desalting of crude Maya was obtained with the variables studied. The comparison of this model with experimental data showed a precision of $\pm 10\%$.

Keywords: Dehydration, crude Maya, electrodehydrator.

emulsionada causando su coalescencia. Por lo tanto, esto provoca que se formen gotas más grandes, las cuales precipitan debido a la fuerza eléctrica y de la gravedad.

Debido al movimiento complejo de las gotas de agua en el campo eléctrico, se dificulta derivar una expresión que permita estimar la rapidez de deshidratación del crudo Maya. Sin embargo, en este estudio se consideran los siguientes parámetros como factores de la cinética de deshidratación [2]: voltaje, porcentaje de desemulsificante, concentración de sal (NaCl), temperatura, porcentaje de agua emulsionada y porcentaje de dilución.

El número de variables que afectan la rapidez de deshidratación del crudo Maya, también ha influido en la determinación de una expresión para estimar esta rapidez. Algunos autores han mostrado la contribución de algunas de la mayoría de las variables anteriores para emulsiones de derivados del petróleo conservando las otras variables constantes [3, 4].

La coalescencia y el proceso de sedimentación del agua emulsionada en el crudo Maya están afectados principalmente por la viscosidad del crudo y su efecto ya se tiene tipificado. Además, se ha reportado que la viscosidad es uno de los factores que controlan la estabilidad de la emulsión en el petróleo crudo, siendo más importante en crudos pesados [5].

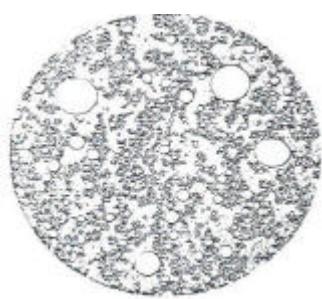


Fig. 1. Emulsión típica de agua en petróleo crudo. \circ = gotas. \bullet = petróleo.

Por lo anterior, en el presente trabajo se estudiaron experimentalmente los factores que contribuyen a la cinética de deshidratación por campo eléctrico del crudo Maya. Para esto, se ha aplicado el concepto de la inducción eléctrica de una partícula sometida a un campo eléctrico [6], al proceso de coalescencia eléctrica. Esto dio como resultado que la operación del equipo experimental se lleva a cabo disminuyendo el nivel de la fase acuosa para abatir el efecto de la viscosidad del crudo Maya. Se examinan primeramente los efectos de las variables para cada emulsión con un porcentaje fijo de agua preparada a condiciones constantes. De igual manera, se ha incluido por primera vez la contribución del agua de dilución en el modelo de rapidez como un factor adicional para el desalado del crudo Maya.

Antecedentes

Naturaleza de la emulsión en el petróleo crudo

Para entender el fenómeno de la deshidratación (eliminación del agua emulsionada) del petróleo crudo mediante campo eléctrico, primero es necesario conocer la emulsión de agua en aceite (W/O).

El agua emulsionada en el petróleo crudo se encuentra dispersa en pequeñas gotas dentro de la fase aceite (crudo) y las sales están disueltas dentro del agua dispersa. En la Fig. 1 se muestra una emulsión típica de petróleo crudo vista al microscopio. La mayoría de las emulsiones que forma el pe-

tróleo crudo están formados por dos líquidos inmiscibles con densidades diferentes, uno de los cuales (la fase discreta) se encuentra finamente disperso en el otro (fase continua). En las emulsiones del petróleo crudo la fase discreta es el agua y la continua es el hidrocarburo. En general estas emulsiones son estables.

Una emulsión estable es aquella que no es capaz de sedimentar por sí misma en un tiempo definido sin alguna forma de tratamiento mecánico o químico. Para que una emulsión sea estable se requiere de los siguientes elementos:

A) Dos líquidos inmiscibles. Esta condición se cumple en la industria petrolera, por la presencia simultánea de aceite y agua en los pozos productores.

B) Un agente emulsificante. Estas sustancias favorecen la formación de la emulsión mediante la formación de barreras entre la gota de agua y el aceite. Los emulsificantes más solubles en la fase aceite favorecen la formación de la emulsión W/O. Los emulsificantes más comunes en la emulsión del petróleo son los asfaltenos, las sustancias resinosas, ácidos orgánicos solubles en aceite tales como los ácidos nafténicos, arcilla, sulfatos metálicos, sulfuros de metales y aditivos químicos. Estas sustancias generalmente estabilizan la interfase de la gota de agua entre la fase externa e interna de la emulsión.

C) Suministro de energía de mezclado. Para dispersar el agua dentro del aceite es necesaria la energía de mezclado. En general, una mayor agitación o energía aplicada produce una emulsión más estable. Esta estabilidad es el resultado de la reducción del tamaño de las gotas de la fase interna.

Fundamentos de la deshidratación por campo eléctrico

La separación de las fases mediante campo eléctrico utiliza varios mecanismos para promover la floculación (contacto de las gotas de agua) y la coalescencia (unión de las gotas). Estos mecanismos proporcionan una separación eficiente de las fases.

En general, el mecanismo de coalescencia eléctrica consiste en aplicar un campo eléctrico al sistema emulsionado. Este campo provoca que dos gotas, por ejemplo, con carga eléctrica y a una distancia considerable se influyan debido a la

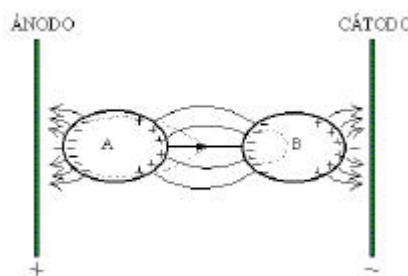


Fig. 2a. Representación del fenómeno de coalescencia eléctrica de dos gotas de agua, A y B.

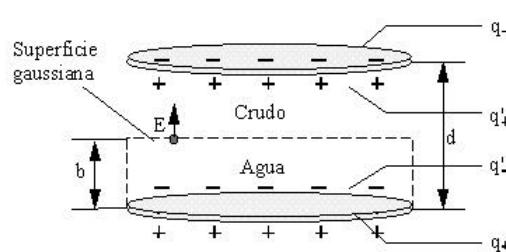


Fig. 2b. Efecto de inducción eléctrica del crudo en un campo eléctrico.

fuerza eléctrica, como se ilustra en la Fig. 2a. Es decir, las cargas positivas que rodean a la gota de agua se orientarán hacia el cátodo y las negativas hacia el ánodo. Esta influencia provocará que las gotas se fusionen en una más grande logrando más rápidamente su precipitación debido a la fuerza de gravedad. Lo anterior se debe a que dentro de un campo eléctrico ocurre una separación de las cargas dentro de las gotas de agua emulsionadas. Por lo tanto, la fuerza de atracción entre las gotas de agua se incrementa conforme se aumente la intensidad del campo eléctrico [7] (voltaje por distancia de separación de los electrodos).

Análisis teórico de la variación del nivel de la fase acuosa

En este trabajo, la deshidratación del petróleo crudo por campo eléctrico se basa en el principio de la Fig. 2b, en el cual el petróleo funciona como un material dieléctrico y las gotas de agua emulsionadas incrementan su constante dieléctrica y por lo tanto, su capacitancia.

Puesto que la constante dieléctrica del agua es mucho mayor a la del crudo (para el crudo 2.2 y para el agua 78), al colocar ambas fases entre las placas de un condensador (Fig. 2b), la inducción del agua emulsionada en el crudo es más rápida que si estuviera únicamente presente el crudo. Esto disminuye la resistencia dieléctrica del crudo, por lo cual se aumenta la rapidez de coalescencia eléctrica, el cual se ve reflejado en un aumento de la rapidez de deshidratación.

Lo anterior significa que la carga q' viajará más rápidamente hasta la interfase agua/crudo que la carga q^+ . Esto indica que la fase acuosa transmite la carga hasta la interfase y atrae a las gotas de agua emulsionadas en el crudo. Por consiguiente, estas gotas de agua a su vez inducirán a las demás hasta que la carga eléctrica llegue al otro electrodo (negativo) generando así una cadena electrolítica entre ambos electrodos. Es importante mencionar que se adoptó el concepto de “cátodo” y “ánodo” en la Fig. 2b únicamente para indicar los polos opuestos. Por el contrario, el significado estricto de cátodo y ánodo no es aplicable para este caso, ya que requiere de la presencia de reacciones de oxidación y reducción, como ocurre en las celdas electrolíticas o galvánicas.

Una vez inducidas en esta forma las gotas de agua, es posible reducir el nivel de la fase acuosa presente entre los electrodos. De esta manera, se disminuye la cantidad de corriente consumida por el circuito y se incrementa la capacitancia del sistema.

Matemáticamente la intensidad del campo eléctrico (E) entre los dos electrodos es función del voltaje (V) aplicado y la distancia (d) que los separa,

$$E = \frac{V}{d} \quad (1)$$

A partir de la ecuación (1) se determina la intensidad del campo eléctrico en cada fase, como se indica en la figura 2b.

Para la fase acuosa, la intensidad del campo eléctrico (E_w) resulta:

$$E_w = \frac{V}{b} \quad (2)$$

Para la fase del crudo Maya, la intensidad del campo eléctrico (E_o) resulta:

$$E_o = \frac{V}{d-b} \quad (3)$$

donde:

V es el voltaje aplicado a los electrodos,
 d y b es la distancia que tiene cada fase en el espacio de los electrodos.

A partir de la ecuación (2) se observa que a mayor cantidad de fase acuosa (cuando b tiende a d) la intensidad de campo eléctrico requerido para inducir esta fase es muy poca (E_w tiende a un valor muy pequeño). Esto equivale a que b tienda a ser igual a d en la ecuación (3). Es decir, cuando $b = d$, no existe la fase aceite (crudo), por lo que el condensador funcionaría como una celda electrolítica, donde ya no es aplicable la teoría del campo eléctrico.

Por lo anterior, se concluye que para deshidratar el crudo Maya a un determinado voltaje, es necesario variar el nivel de la fase acuosa entre los dos electrodos, con la finalidad de incrementar la capacitancia del condensador. En estas condiciones es posible llevar a cabo la separación con bajos voltajes.

Parte experimental

Equipo experimental

El equipo experimental utilizado para el estudio de la emulsión del crudo Maya se muestra en la Fig. 3 y su geometría está basada en estudios previos con emulsiones de queroseno [8]. Este equipo consta de dos discos de cobre de 3 cm de diámetro y 3 mm de espesor que sirvieron de electrodos (3). Estos se encuentran a 8 mm de separación, la cual se guardó constante en todos los experimentos. El electrodo del fondo se soportó en una base de hule (4) para conservarlo rígido.

Para suministrar el voltaje se empleó un equipo “Regulate H.V. Power supply Mod. Sp-17” (1). La salida de voltaje de esta fuente está en el intervalo de 0 a 400 V en corriente continua. La temperatura del sistema se reguló con la chaqueta (2), en el cual se utilizó agua como fluido de calentamiento. El agua se impulsó mediante una bomba tipo “Cole-Parmer Mod. 7518-10”, la cual se ajustó a un flujo de 230 cm³ / min.

La capacidad del equipo es de 105 cm³, sin embargo, sólo se utilizaron 70 cm³ para todas las pruebas experimentales. Del volumen utilizado correspondieron 32 cm³ de la emulsión de crudo Maya y 38 cm³ de solución acuosa de cloruro de sodio. Al concluir cada experimento se determinó la cantidad de agua salobre separada del crudo debido a la fuerza eléctrica.

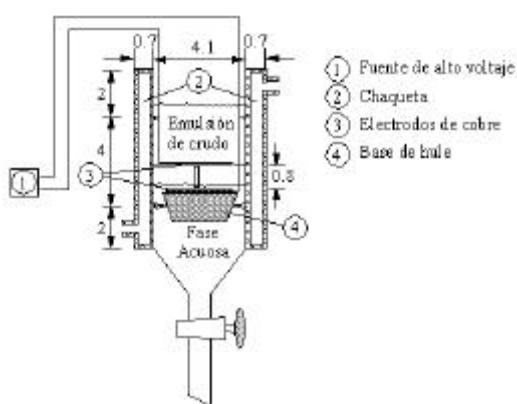


Fig. 3. Celda de separación (unidades en cm).

Operación de la celda de separación

La operación de la celda de separación se basó en el análisis teórico para incrementar la rapidez de coalescencia eléctrica de las gotas de agua emulsionadas. Debido a esto, la celda se operó con un cierto nivel de la fase acuosa entre los electrodos, de tal manera que el campo eléctrico aplicado se distribuyera más rápidamente en la fase aceite. Una vez, que la carga llegó al otro electrodo se provocó un incremento en la densidad de corriente. Por lo tanto, para mantener una baja densidad de corriente fue necesario disminuir el nivel de la fase acuosa conforme ocurría la separación del agua emulsionada conforme transcurría el tiempo.

Las variables consideradas fueron el voltaje, concentración de desemulsificante y sal, porcentaje de agua emulsionada, porcentaje de dilución y temperatura.

Puesto que el proceso de inducción eléctrica requirió de un tiempo, la intensidad de corriente varió de un valor superior a 10 mA, al inicio de la primera cadena electrolítica entre ambos electrodos, hasta un valor muy cercano a cero al final de la operación. La variación típica de la densidad de corriente, conforme transcurrió el tiempo de separación, se muestra en la Fig. 4 al aplicar a la emulsión 300 V y demás condiciones constantes. Cuando la intensidad de corriente llegaba a un valor mínimo (después de cierto tiempo), era indicio de que el volumen de agua ya no se separaba con el voltaje aplicado. Esto es, el tamaño de las gotas de agua emulsionadas eran tan pequeñas que no les afectaba el voltaje aplicado.

En cada experiencia se observó el efecto del cambio de una sola variable manteniendo las demás constantes.

Formación de la emulsión

Las emulsiones estudiadas fueron del tipo agua en crudo Maya (W/O), las cuales se prepararon controlando las condiciones experimentales. El agua emulsionada consistió en una solución acuosa de sulfato de cobre pentahidratado con 0.08 M ($\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$) de concentración. La conductividad de esta solución fue de 34 milisiemens (ms) y se midió con un conductímetro digital "Conductronic CL 8". La elección de esta

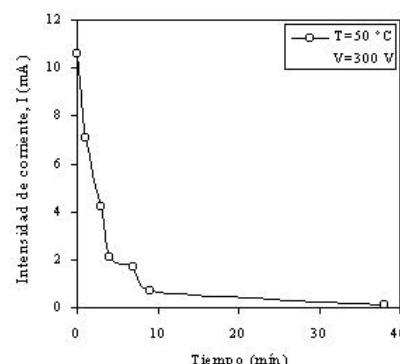


Fig. 4. Variación de la intensidad de corriente con el tiempo ($C_e = 0.1$ M, $C_s = 0.3$ %, $W = 10\%$).

sal de cobre fue por facilidad en el manejo, aunque pudieron usarse otras sustancias [4].

Con la solución de sulfato de cobre se prepararon 600 cm³ de emulsión de crudo Maya, en las proporciones de 10 %, 15 %, 20 % y 25 % de dicha solución. La mezcla se agitó a 600 r.p.m y a una temperatura de 45 °C por un período de 4 h. Despues de agitar las emulsiones se dejaron en reposo por un tiempo de 48 h para probar la estabilidad.

La solución empleada para el nivel de la fase acuosa fue de cloruro de sodio (NaCl), las cuales se prepararon en las concentraciones de 0.1 M, 0.4 M y 0.6 M. Con estas soluciones se probó el efecto de la concentración de sal (electrolyte) en la fase acuosa.

Evaluación de la rapidez de deshidratación

Con el propósito de encontrar el comportamiento de las variables en estudio, se adoptó el concepto de la rapidez de deshidratación, r , empleada en la literatura [3], al crudo Maya. Esta se evaluó por el volumen de agua extraído de la emulsión de crudo Maya (V_d) por unidad de tiempo (t).

El volumen de agua extraído del petróleo se evaluó mediante una probeta graduada al finalizar el proceso. En los casos en que existía un volumen muy pequeño se utilizó una jeringa graduada. Por tanto, cada experiencia representó un valor de r .

$$r = \frac{V_d}{t} \quad (4)$$

Nomenclatura

C_e	Concentración de electrólito (NaCl), M
C_s	Porcentaje de desemulsificante, %
D	Porcentaje de agua de dilución, %
E	Intensidad de campo eléctrico, V/cm
E_w	Intensidad de campo eléctrico en la fase acuosa, V/cm
E_o	Intensidad de campo eléctrico en la fase del crudo Maya, V/cm
I	Intensidad de corriente eléctrica, A

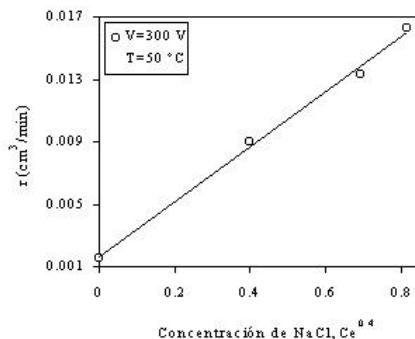


Fig. 6. Efecto de C_e en la rapidez de deshidratación ($C_s = 0.17 \%$, $W = 10 \%$).

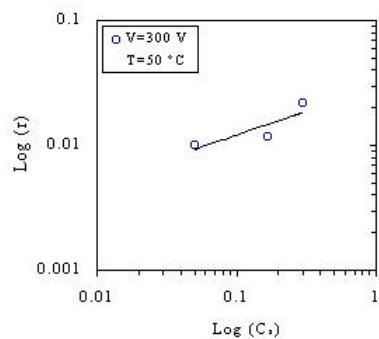


Fig. 7. Efecto del desemulsificante sobre la rapidez de deshidratación ($C_e = 0.1 \text{ M}$, $W = 10 \%$).

K	Constante cinética de deshidratación
P_d	Porcentaje de deshidratación, %
R	Constante universal de los gases, $J / (\text{mol K})$
r	Rapidez de deshidratación, cm^3 / min
T	Temperatura, °C, K
t	Tiempo, min, s
V	Voltaje, V
W	Porcentaje de agua emulsionada, %

Resultados y discusión

Selección del desemulsificante

La selección del desemulsificante se llevó a cabo mediante la deshidratación por campo eléctrico de una emulsión al cual se le había introducido un desemulsificante. Se probaron tres desemulsificantes denominados comercialmente NF-900, NF-6 y NF-12, los cuales fueron proporcionados por el laboratorio de fenómenos de superficie de la Facultad de Química de la UNAM. Para evaluar la eficacia de cada desemulsificante se utilizó el término de porcentaje de deshidratación (P_d), el cual está definido como la relación de la cantidad de agua eliminada del crudo entre el agua inicialmente presente en el mismo.

Cada desemulsificante se mezcló con una muestra de crudo a 300 rpm y una temperatura de 20 °C durante 15 minutos. Esta mezcla se deshidrató a 40 °C durante una hora aplicando un voltaje de 390 V. Inicialmente el crudo contenía 11 % de agua emulsionada. Los resultados del porcentaje de deshidratación se muestran en la Tabla 1. Se observa de esta tabla que el desemulsificante NF-900 produjo mejores resultados, por lo que se utilizó en todas las corridas experimentales. Cabe mencionar que los tres desemulsificantes presentaron miscibilidad en el crudo Maya y en la fase acuosa.

Puesto que el desemulsificante NF-900 se utilizó en todas las experiencias, al inicio de cada una se mezcló con el crudo a 300 rpm y una temperatura de 20 °C.

Efecto del voltaje

El efecto del voltaje se llevó a cabo variando el voltaje para cada experiencia. Se realizaron dos series de experimentos a 40 °C. Estas dos experiencias pueden considerarse ajenas, sin embargo, se realizaron con la finalidad de observar el comportamiento final de la variación del voltaje.

La primera serie de experiencias consistió de una emulsión de crudo con 10 % de agua, al cual se le aplicó 0.3 % de desemulsificante NF-900. La segunda serie consistió de una emulsión de crudo con 25 % de agua y 0.17 % de desemulsificante. En ambos casos se utilizó una concentración de cloruro de sodio en la fase acuosa de 0.1 M.

Con el fin de observar que la variación del voltaje produce el mismo efecto lineal en ambas series de experiencias, en la Fig. 5 se muestra la gráfica lineal del efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación, r , para cada serie de experiencia. Cabe mencionar que la diferencia en pendiente se debe a que son experimentos totalmente diferentes, pero que muestran la misma tendencia. Es decir, son semejantes en la forma lineal. Dicha forma lineal se produce al hacer el gráfico de la rapidez de deshidratación con respecto al voltaje elevado a la 0.5. A partir del ajuste mostrado se observa que la rapidez de deshidratación (r) del crudo Maya es proporcional a $V^{0.5}$.

Efecto de la concentración de cloruro de sodio en fase acuosa

Esta variable se estudió para diferentes concentraciones de cloruro de sodio debido a que es la sal que se encuentra en mayor cantidad en el petróleo crudo. Las experiencias se realizaron a 50 °C utilizando el crudo con 10 % de agua emulsionada. Estas pruebas experimentales se llevaron a cabo aplicando un voltaje a la emulsión de 300 V.

Los resultados se muestran en la Fig. 6, en el cual se ha trazado el comportamiento que representa el efecto de la concentración de cloruro de sodio (electrolito) en la rapidez de deshidratación (r). Este comportamiento muestra que r se incrementa evidentemente conforme $C_e^{0.4}$ aumenta.

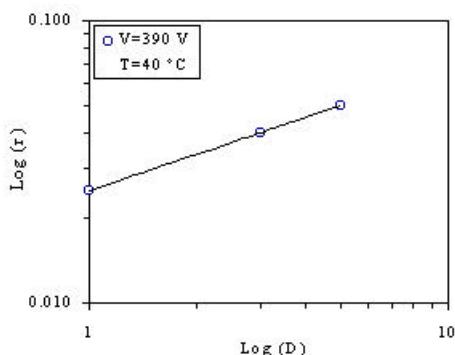


Fig. 8. Efecto del agua de dilución sobre la rapidez de deshidratación ($C_e = 0.1 \text{ M}$, $C_s = 0.3 \%$ W = 10 %.)

Efecto de la concentración de desemulsificante

La concentración de desemulsificante es importante en la deshidratación del petróleo debido al efecto que produce en la tensión interfacial de las fases. Estudios reportados muestran que a altas concentraciones pueden invertir las fases provocando con ello la emulsificación. Por otro lado, a bajas concentraciones se producen resultados similares [9].

La acción del desemulsificante consiste en la neutralización del emulsificante natural del petróleo, el cual se relaciona generalmente con la neutralización de cargas polares asociadas con la película del agente emulsificante formado alrededor de las gotas de agua emulsionada [1]. Estas cargas polares se deben principalmente a la presencia de los asfaltenos en el crudo Maya.

Las experiencias para observar el efecto de la concentración del desemulsificante NF-900, se realizaron aplicando un voltaje de 300 V a la emulsión y a una temperatura de 50 °C. El porcentaje de agua emulsionada en el crudo fue de 10 % y la concentración de cloruro de sodio fue de 0.1 M.

La Fig. 7 muestra el comportamiento lineal para la rapidez de deshidratación (r) del crudo Maya con respecto al porcentaje de desemulsificante (C_s). De esta figura se desprende que r aumenta conforme $C_s^{0.4}$.

Efecto del porcentaje de dilución

En la industria petrolera y en especial en las operaciones de producción es común llamar agua de lavado al agua adicionada al petróleo crudo para su desalado. Este término se susti-

Tabla 1. Porcentajes de deshidratación para los desemulsificantes a 40 °C y aplicando un voltaje de 390 V a la emulsión.

Desemulsificante	Volumen de agua eliminado, V_d (cm ³)	Porcentaje de deshidratación, P_d (%)
NF-900	1.1	31.25
Nf-6	0.8	22.73
Nf-12	0.4	11.36

Valores constantes: $C_e = 0.1 \text{ M}$ NaCl, W = 11 %, t = 60 min

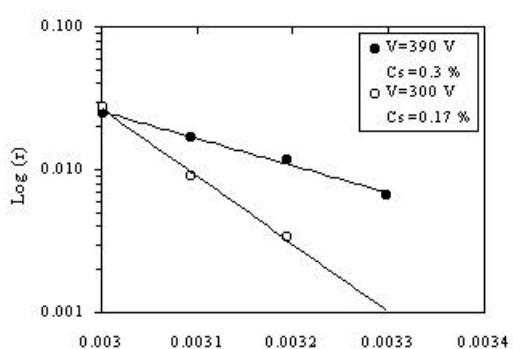


Fig. 9. Efecto de la temperatura sobre r en escala semilogarítmica ($C_e = 0.1 \text{ M}$, W = 10 %).

tuye aquí por la dilución, debido a que al adicionar agua a la emulsión de crudo, produce un efecto de dilución de las sales disueltas. Sin embargo, puede verse también como un lavado del petróleo. Si las condiciones de mezclado son adecuadas, el agua de dilución incrementa el diámetro de las gotas de agua de la emulsión original, facilitando la coalescencia y la precipitación en el campo eléctrico.

Las experiencias para observar el efecto de la variable de dilución se llevaron a cabo a 40 °C y aplicando un voltaje de 390 V a la emulsión de crudo con 10 % de agua. La cantidad de desemulsificante empleada fue de 0.3 %. Los resultados de la rapidez de deshidratación se muestran en la columna derecha de la Tabla 2.

En la Fig. 8 se muestra el efecto de la cantidad de agua de dilución de la emulsión de crudo Maya sobre la rapidez de deshidratación. A partir de la figura se entiende que r es lineal con $D^{0.4}$.

Para seleccionar el porcentaje de agua de dilución más adecuado en el desalado del crudo Maya se utilizó el porcentaje de deshidratación definido para la selección del desemulsificante. Puesto que el porcentaje de deshidratación está referido al agua inicial en el crudo, para calcular P_d se restó la cantidad de agua de dilución adicionado. Los resultados se muestran en la Tabla 2, de donde se desprende que con el 3 % de dilución se obtiene una mayor cantidad de agua eliminada del crudo Maya.

Efecto de la temperatura

La aplicación de temperatura al sistema se llevó a cabo mediante la chaqueta del equipo experimental (Fig. 3). Se realizaron dos series de experimentos en el intervalo de temperatura de 30 a 60 °C. Los valores de la temperatura superior a este intervalo ocasionan un aumento apreciable en la presión de vapor del crudo Maya.

Para cada serie de experiencia variando la temperatura, los resultados se muestran en la Fig. 9 en escala semilogarítmica. En esta figura se representa el logaritmo de la rapidez de deshidratación contra el inverso de la temperatura, para obtener una línea recta. A partir de ésta, se observa la ventaja que

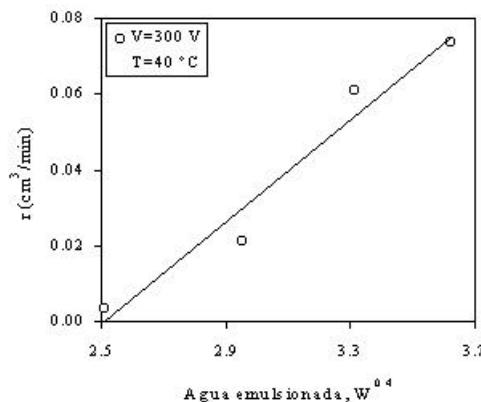


Fig. 10. Efecto del agua emulsionada sobre la velocidad de deshidratación ($C_e = 0.1 \text{ M}$, $C_s = 0.17 \%$).

tiene utilizar temperaturas elevadas en la deshidratación del crudo Maya por campo eléctrico.

Es común expresar este comportamiento como una ecuación de Arrhenius [3], es decir, de tipo exponencial. El orden del exponente se obtiene de la pendiente de la recta de menor inclinación. Este valor expresado en términos de la ecuación de Arrhenius es de -16066 , si se utiliza un valor de la constante universal de los gases (R) de $8.314 \text{ J} / (\text{mol K})$. Cabe mencionar que cualquier constante que multiplique a la exponencial queda rá incluido en una constante de proporcionalidad general.

Efecto del porcentaje de agua emulsionada

El porcentaje de agua emulsionada en el crudo relaciona varias variables que corresponden a la formación de la emulsión, como por ejemplo el mezclado, la temperatura de formación de la emulsión, etc. El porcentaje de agua emulsionada se estudió realizando experiencias para porcentajes en el intervalo de 10 a 25% , aplicando 0.17% de desemulsificante y un voltaje de 300 V . El comportamiento encontrado se muestra en la Fig. 10. En esta figura se observa que la rapidez de deshidratación del crudo Maya es proporcional al porcentaje de agua emulsionada elevado a un exponente de 0.4 .

Estimación de la rapidez de deshidratación del crudo Maya

Se ha encontrado que las emulsiones de crudo Maya presentan un comportamiento similar a otras emulsiones reportadas en la

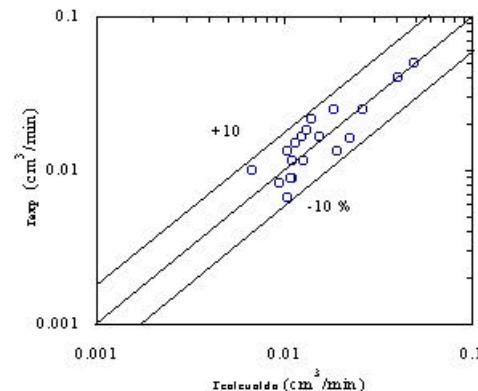


Fig. 11. Comparación de la rapidez de deshidratación calculada y observada.

literatura [3, 4], principalmente en el voltaje y la temperatura. A partir de los resultados anteriores se proponen un modelo para estimar la rapidez de deshidratación del crudo Maya (r). Este modelo está representado por la siguiente expresión:

$$r = KV^{0.5} \exp\left(-\frac{16066}{RT}\right) DC_s C_e W^{0.4} \quad (5)$$

Donde K es una constante de proporcionalidad que depende del tipo de electrolito emulsionado y la concentración del electrolito en la fase acuosa. La letra R es la constante universal de los gases expresada en unidades de $\text{J} / (\text{mol K})$. La constante equivalente a la energía de activación queda incluida en la constante K .

Para determinar la constante de proporcionalidad se deben disponer de datos de la rapidez de deshidratación. Por ejemplo, para una concentración de $0.08 \text{ M CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ en el agua emulsionada y con una concentración de 0.1 M de NaCl , la constante es de 1.022 . La constante ajusta las desviaciones existentes para otras condiciones.

Bajo las condiciones experimentales descritas, el modelo representado por la expresión (5) se ajusta a los datos experimentales con una precisión de $\pm 10\%$, como se muestra en la Fig. 11. En esta figura se ha trazado el logaritmo de la rapidez experimental y calculada.

El modelo es válido para el desalado del crudo Maya y en los casos en que se tengan porcentajes de agua emulsionada menores al 10% . Esta última restricción se debe a que la coalescencia eléctrica depende directamente del porcentaje de

Tabla 2. Efecto del agua de dilución en la rapidez de deshidratación a 40 °C y 10% de agua emulsionada en el crudo.

Agua de dilución, D %	Agua eliminada $V_d (\text{cm}^3)$	Deshidratación $P_d (\%)$	Rapidez $r (\text{cm}^3 / \text{min})$
0	0.00	1.1	34.4
1	0.35	1.5	35.6
3	1.05	2.4	42.2
5	1.75	3.0	39.1

Valores constantes: $C_e = 0.1 \text{ M NaCl}$, $C_s = 0.3 \text{ NF-900}$, $V = 390 \text{ V}$, $t = 60 \text{ min}$.

agua emulsionada. Sin embargo, puede observarse de la expresión (5), que las variables relacionadas con la fase acuosa presentan el mismo exponente.

Comparación con otros procesos de deshidratación

El proceso utilizado para deshidratar el crudo Maya presentado en este estudio, es una combinación de la separación por campo eléctrico, químico y térmico. Sin embargo, incluye en grado considerable a la sedimentación por gravedad. Por lo tanto, este proceso integrado supera el rendimiento producido por cualquiera de los métodos anteriores si se emplean aisladamente.

En orden de magnitud se encuentra primeramente la coalescencia eléctrica, seguida de la aplicación de temperatura, la acción del agente químico y finalmente la fuerza de gravedad. El proceso global es el más apropiado para la deshidratación y el desalado del petróleo, y en este caso al crudo Maya.

Conclusiones

En este trabajo se presenta por primera vez un estudio experimental de las variables que afectan al proceso de deshidratación y desalado del crudo Maya.

Se propone un método para llevar a cabo la deshidratación y desalado del crudo Maya, el cual permite reducir el 40 % del voltaje originalmente requerido. Este método consistió en modificar el nivel de la fase acuosa existente entre los electrodos para incrementar la rapidez de inducción de las gotas de agua emulsionada. Esto promueve la separación de las fases.

La deshidratación y el desalado del crudo Maya dependen principalmente de la viscosidad del mismo, como se ha reportado en la literatura. Se ha encontrado, además, que la dependencia de las variables necesarias para llevar a cabo la deshidratación y el desalado están de acuerdo en su mayoría con los estudios previos.

Mediante la aplicación del porcentaje de deshidratación se seleccionó el desemulsificante más adecuado para la deshidratación del crudo Maya, NF-900. Este término también permitió seleccionar el porcentaje de agua de dilución más apropiado para desalar el crudo Maya, el cual resultó del 3%.

De entre las variables estudiadas, la dilución representa la diferencia entre la deshidratación y el desalado. Sin embargo, se ha encontrado que esta variable presenta la misma magnitud que la concentración de desemulsificante, electrolito, y el porcentaje de agua emulsionada.

Debido a que el estudio se llevó a cabo en el intervalo de temperatura de 30 a 60 °C, los resultados corresponden los que se tiene en una instalación real.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la DGEP, de la Universidad Nacional Autónoma de México por el apoyo económico beca-tesis. Asimismo, agradecemos al Instituto Mexicano del Petróleo por la donación de muestras de crudo Maya. De igual manera expresamos nuestra gratitud al Instituto de Química de la UNAM, porque parte del presente trabajo fue desarrollado en sus instalaciones.

Referencias

1. Laurier, L. S. *Emulsions, fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Amer. Chem. Soc. Washington, **1992**, p. 319.
2. Bartley, D. "Heavy Crudes, Stocks Pose Desalting Problems", *Oil & Gas Journal Technology*, **1982**, Feb. 1, 117-124.
3. Hano, T.; Otake, T.; Takagi, K. "Demulsification Kinetics of W/O Emulsion In An A. C. Electric Field", *J. Chem. Eng. Japan*, **1988**, 21, 345-351.
4. Fujinawa, K.; Morishita, M.; Hozawa, M.; Imaishi, N.; Ino, H. "Demulsification of W/O Emulsion by Use of High Voltage of A. C. Fields", *J. Chem. Eng. Japan*, **1984**, 17, 632-636.
5. Blair, C. M. "Interfacial Films Affecting the Stability of Petroleum Emulsions", *Chemistry and Industry* **1960**, May 14, 538-544.
6. Resnick, R.; Halliday, D.; Krane, K. S. *Physics* **1992**, Vol. 2, John Wiley & Sons, USA, 593-696.
7. Lucas, R. N. "Electrical Dehydration of thermally produced emulsions", *SPE*, **1968**, No. 2173.
8. Brown, A. H.; Hanson, C. "Effect of Oscillating Electric Fields on Coalescence in Liquid + Liquid Systems", *Transaction Faraday Society*, **1965**, 61, 1754-1760.
9. Sontang, H.; Strenge, K. *Coagulation and Stability of Disperse System*, John Wiley & Sons, USA, **1972**, 85-125.