

00579



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

EFFECTO DE LA VARIACION DEL NIVEL DE LA FASE  
ACUOSA EN LA DESHIDRATACION DE  
EMULSIONES AGUA EN CRUDO MAYA MEDIANTE  
CAMPO ELECTRICO

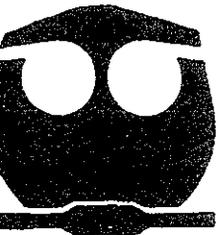
**T E S I S**

PARA OBTENER EL TITULO DE  
**MAESTRO EN INGENIERIA QUIMICA**

(PROCESOS)

P R E S E N T A :

**BARTOLO PEREZ HERNANDEZ**



MEXICO, D. F.

OCTUBRE DEL 2000



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**A mi Madre y  
a la memoria de mi Padre**

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo no hubiera sido posible sin la asistencia y participación de recursos, tanto humanos como económicos. Especialmente agradezco a la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, por el apoyo que me brindó durante la realización de mis estudios de maestría. De igual manera a mi asesor, el Dr. Francisco Javier Garfias Vázquez, por su asesoría, comentarios y consejos durante el desarrollo del presente trabajo, como durante mis estudios.

Agradezco también la participación de varios profesores de la UNAM, quienes me brindaron su confianza y apoyo. En especial al Dr. Raúl Enriquez Habib del Instituto de Química, por haberme permitido realizar la caracterización del sistema de estudio en el laboratorio a su cargo, así como por sus valiosos comentarios y sugerencias. Al Dr. Jesus Gracia Fadrique del área de fenómenos de superficie, por proporcionarme muestras de los desulfurantes para el petróleo. Al Dr. Miguel Saloma Terrazas del área de electroquímica, por su confianza y apoyo. Al igual, agradezco a los profesores: Dr. Francisco Javier Garfias y Ayala y al Dr. Ricardo Rivero Rodriguez haber aceptado ser parte del jurado de tesis.

Asimismo agradezco al personal del laboratorio del área de corrosión, quienes tuvieron la gentileza de permitirme realizar parte del presente trabajo en el mismo. En especial al Dr. Juan Genescá Llongueras y al Ingeniero en metalurgia Carlos Rodriguez Rivera, pues parte del presente trabajo se llevó a cabo en el laboratorio a su cargo.

En forma similar agradezco al personal del IMP por proporcionar las muestras del crudo Maya. En especial al Ing. Rodolfo A. Aguilar Escalante del área de investigación aplicada, por su apoyo.

Le agradezco profundamente a mi madre, Felícita Hernández López, por su amor y comprensión a lo largo de mi vida. Le agradezco su paciencia y entendimiento durante mis estudios.

## RESUMEN

Se estudió experimentalmente las variables que afectan la rapidez de deshidratación y desalado del crudo Maya, mediante campo eléctrico. Para esto se construyó un electrodeshidratador en operación por lotes, en el cual se introdujeron dos electrodos de cobre de geometría circular. Se propuso operar el equipo variando el nivel de la fase acuosa existente entre los dos electrodos para incrementar el efecto de inducción de las gotas de agua emulsionada.

Las variables de estudio que favorecen la rapidez de deshidratación y desalado son: voltaje, concentración de electrólito en la fase acuosa, concentración de desemulsificante, porcentaje de agua emulsionada, porcentaje de dilución y temperatura.

Las variables anteriores se ajustaron en un modelo para estimar la rapidez de deshidratación y desalado del crudo Maya, el cual indicó la importancia que tienen en este proceso. La comparación de este modelo con los datos experimentales tiene una precisión de  $\pm 10\%$ .

Experimentalmente se determinó el porcentaje de agua de dilución (agua de lavado) más recomendable para desalar el crudo Maya, el cual resultó del 3%. La diferencia entre la deshidratación y el desalado, además de la adición de agua de dilución al crudo se observó por comparación del porcentaje de deshidratación de ambos procesos. Como consecuencia se determinó que para el crudo Maya es más importante el desalado que la deshidratación.

## INDICE

AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	v
INDICE	vi
INTRODUCCION	ix
CAPITULO 1 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTOS DEL PETROLEO	1
1.1 Introducción	1
1.2 Separación de sólidos suspendidos	3
1.3 Separación del gas	3
1.4 Separación del agua del petróleo	4
1.5 Características de las emulsiones del petróleo crudo	5
1.5.1 Propiedades coloidales de las emulsiones	7
1.5.2 Los emulsificantes	7
1.6 Factores que afectan la estabilidad de la emulsión	8
1.7 Deshidratación del petróleo	10
1.7.1 Sedimentación por gravedad	11
1.7.2 Separación por temperatura	13
1.7.3 Separación por campo eléctrico	14
1.7.4 Separación por agente químico	16
1.7.5 Separación por centrifugación	17
1.7.6 Separación por filtración	18
1.8 Consideraciones adicionales	19
1.8.1 Posibles causas de la formación de las emulsiones	19
1.8.2 Importancia económica de la deshidratación del petróleo	20
CAPITULO 2 ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS DEL CRUDO MAYA	22
2.1 Introducción	22
2.2 Muestreo de la emulsión del crudo Maya	22
2.3 Emulsificación y desemulsificación	23

2.3.1	Pruebas de mezclado	24
2.3.2	Pruebas de temperatura	25
2.4	Contenido de agua	26
2.5	Sólidos	27
2.6	Propiedades de volumen	28
2.6.1	Densidad relativa	28
2.6.2	Viscosidad	32
2.6.3	Conductividad	33
2.7	Contenido de metales	34
2.8	Selección del desemulsificante por temperatura	35
2.8.1	Prueba del desemulsificante más adecuado al tipo de emulsión	35
2.8.2	Prueba para determinar la composición del desemulsificante	38
2.8.3	Prueba del desemulsificante para la deshidratación electrostática	44
2.9	Características del agua emulsionada	44
2.9.1	Grado de acidez	44
2.9.2	Salinidad de la salmuera	45
CAPITULO 3 DETERMINACION DEL TAMAÑO DEL EQUIPO		46
EXPERIMENTAL		
3.1	Fundamentos teóricos	46
3.1.1	Carga y corriente eléctrica	46
3.1.2	Ley de Coulomb	48
3.1.3	Ley de Ohm	49
3.1.4	Campo eléctrico	50
3.1.4.1	Campo	50
3.1.4.2	El campo eléctrico	50
3.1.4.3	Líneas de fuerza	51
3.1.5	Ley de Gauss	52
3.1.6	Potencial eléctrico	52
3.1.7	Capacitancia	54
3.2	Equipo experimental	55
3.2.1	Análisis teórico de la variación del nivel de la fase acuosa	55
3.2.2	Determinación del tamaño del equipo experimental	58

3.2.3	Descripción del equipo experimental	59
CAPITULO 4 RESULTADOS Y DISCUSION		62
4.1	Procedimiento experimental	62
4.1.1	Preparación de la emulsión	62
4.1.2	Ajuste del equipo experimental	63
4.1.3	Rapidez de deshidratación	65
4.1.4	Selección del desemulsificante por campo eléctrico	66
4.2	Resultados experimentales	67
4.2.1	Efecto del voltaje	68
4.2.2	Efecto de la concentración de cloruro de sodio en la fase acuosa	71
4.2.3	Efecto de la concentración del desemulsificante	73
4.2.4	Efecto de la cantidad de agua de dilución	75
4.2.5	Efecto de la temperatura	77
4.2.6	Efecto de la cantidad de agua emulsionada	80
4.2.7	Variación del nivel de la fase acuosa	82
4.3	Discusión	85
4.3.1	Estimación de la rapidez de deshidratación del crudo Maya	85
4.3.2	Comparación con otros métodos de deshidratación	86
4.3.3	Condiciones que favorecen la deshidratación	87
CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		88
5.1	Conclusiones	88
5.2	Recomendaciones	89
5.2.1	Deshidratación del crudo Maya	89
5.2.2	Estudio experimental de la deshidratación del crudo Maya	90
5.2.3	Deshidratación del crudo Maya en operación continua	91
GLOSARIO DE TERMINOS		92
LISTA DE TABLAS		96
LISTA DE FIGURAS		97
LISTA DE SIMBOLOS		99
BIBLIOGRAFIA		101

## INTRODUCCION

En el proceso de producción, el petróleo crudo se encuentra contaminado con salmueras subterráneas y en algunos casos con agua de mar, la cual se encuentra en forma libre o emulsionada en el petróleo. El agua libre se elimina por sedimentación tan pronto como emerge a la superficie. Sin embargo, la eliminación del agua emulsionada no es directa. Esta última le proporciona al petróleo crudo un volumen adicional al transporte así como propiedades corrosivas, por lo que es necesario aplicarle un proceso de deshidratación y desalado (Laurier L. S., 1992). Uno de los procesos 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 causa la coalescencia de las gotas de agua y estas a su vez forman gotas más grandes, las cuales precipitarán debido a la fuerza eléctrica y de la gravedad (Lucas R. N., 1976). El movimiento complejo de las gotas de agua en el campo eléctrico lo hace difícil para derivar una expresión que permita estimar la rapidez de deshidratación del crudo Maya. A partir del mecanismo de coalescencia propuesto, se consideran los siguientes parámetros como factores de la cinética de deshidratación (Hano T., et al., 1988): voltaje, porcentaje de desemulsificante, concentración de electrolito (sal), temperatura, porcentaje de agua emulsionada y porcentaje de dilución.

Debido al número de variables que afectan la rapidez de deshidratación del crudo Maya, no se ha representado una ecuación para estimar esta rapidez. Pocos autores han mostrado la contribución de algunas variables para emulsiones de derivados del petróleo, conservando las otras variables constantes (Fujinawa K., et al., 1984, Hano T., et al., 1988).

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 se tiene ya tipificado (Jiachao F., et al., 1979). 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 (Blair C. M., 1960). Por lo tanto, en el presente trabajo se estudia la cinética de deshidratación del crudo Maya mediante la variación del nivel de la fase acuosa presente entre los electrodos, esto con el fin de abatir el efecto de la viscosidad. Para esto se examinan primeramente los efectos de las variables para cada emulsión con un porcentaje fijo de agua preparada a condiciones constantes. Se incluyó la contribución del agua de dilución en el modelo de rapidez, como un factor adicional para el desalado del crudo Maya.

El desarrollo del presente estudio se ha dividido en cinco capítulos. En el capítulo 1 se exponen los puntos relacionados con la deshidratación y el desalado del petróleo crudo. Se presentan en breve las características de la emulsión del petróleo crudo (W/O), resaltando los factores que favorecen la formación de esta emulsión. Se exponen también, los métodos empleados en las operaciones de producción y refinación para separarla.

En el capítulo 2 se presenta un estudio experimental para determinar el comportamiento de las propiedades del crudo Maya. Se exponen los factores de la formación de la emulsión, así como algunas otras propiedades útiles para la deshidratación y el desalado de este hidrocarburo.

La determinación del tamaño del equipo experimental se expone en el capítulo 3. Para esto, se presentan algunos conceptos útiles de electricidad y electrostática, que ayudan a entender el fenómeno del campo eléctrico. De ésta última es importante el análisis de la relación del campo eléctrico y el incremento de la rapidez de inducción de las gotas de agua emulsionada en el crudo.

Las pruebas experimentales de la deshidratación del crudo Maya se exponen en el capítulo 4. En este se describen los efectos de las variables que promueven la deshidratación y el desalado. Se expone también el procedimiento seguido para determinar el modelo de rapidez de deshidratación y desalado para el crudo Maya.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y las recomendaciones derivadas del estudio. Se incluyen las recomendaciones para trabajos posteriores, particularmente en el tratamiento de la emulsión del crudo Maya.

# CAPITULO I

## GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTOS DEL PETROLEO

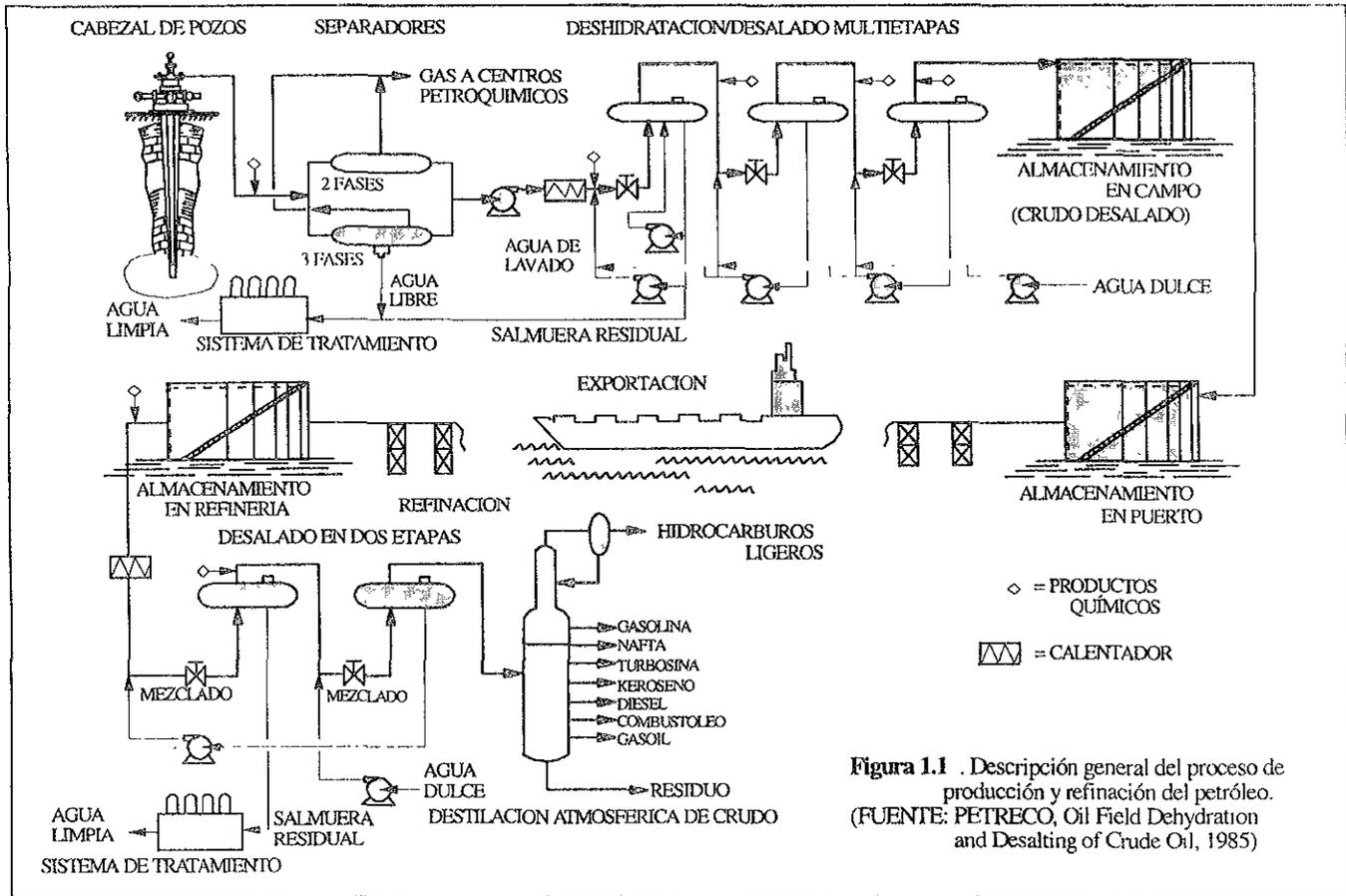
### 1.1 Introducción

El petróleo líquido, tal como se produce y llega al cabezal de los pozos se encuentra asociado con gas y contaminado con agua y sólidos suspendidos. El hidrocarburo debe estar en su mayoría libre de estos contaminantes antes de embarcarlo con propósitos de venta.

Los pozos productores difieren marcadamente en la cantidad de gas, agua e impurezas sólidas contenidas en el petróleo (Lissant K. J., 1983). Algunos de estos producen aceites prácticamente libres, con trazas de material extraño. En otros casos, el agua contenida en el aceite puede ser un porcentaje importante del fluido, así como la cantidad de sólidos suspendidos que emergen a la superficie. Algunos pozos producen *muy poco gas, mientras que otros producen volúmenes inmensos. El grado al cual es necesario eliminar el agua y los sólidos suspendidos dependerá de las necesidades de las refinerías, líneas de transporte y requisitos de venta. Comúnmente se requiere que el efluente contenga en promedio, no mas del 0.3% de agua y sólidos suspendidos (Jiachao F., al., 1979).*

El gas natural se elimina generalmente del petróleo crudo (líquido) con ayuda de separadores aceite-gas, los cuales se localizan en la cercanía de los cabezales de pozos (batería de separación). El gas debe eliminarse del aceite tan pronto como emerge a la superficie, ya que el gas escapa del tanque de almacenamiento e incrementa el riesgo de incendio (ver figura 1.1).

Si existe mucha arena en el fluido, esta sedimentará en la cercanía del pozo, antes de que el aceite sea almacenado. La mayor parte del agua "libre" puede eliminarse también en los tanques de separación y en los tanques de almacenamiento. Pero el agua emulsionada y sólidos finos, los cuales tienden a permanecer en suspensión en el aceite, no se eliminan inmediatamente. Especialmente si están presentes en cantidades moderadas, siendo frecuentemente transportados con el aceite a la planta de deshidratación y desalado.



**Figura 1.1** . Descripción general del proceso de producción y refinación del petróleo.  
(FUENTE: PETRECO, Oil Field Dehydration and Desalting of Crude Oil, 1985)

En la refinería es necesario una o más etapas de desalado, para reducir la concentración de sales. En la destilación a altas temperaturas, los cloruros pueden hidrolizarse y formar ácido clorhídrico (HCl), el cual promueve la corrosión en las torres de destilación y equipos de sobrecalentamiento. Las sales y sólidos además de provocar corrosión, pueden causar incrustaciones en los intercambiadores de calor.

## **1.2 Separación de sólidos suspendidos**

Los sólidos suspendidos en el petróleo crudo básicamente son arena y partículas finas provenientes de las formaciones rocosas, y en algunos casos, de las cimentaciones de los pozos productores. La cantidad de este material que emerge a la superficie con el petróleo varía ampliamente, pudiendo alcanzar hasta el 50% en peso. Si no hay agua presente, las partículas finas pueden fluir libremente con el aceite, pero si hay suficiente agua, las partículas se aglomeran y pueden obstruir las tuberías de transporte. La arena es tan fina que tiende a depositarse en la tubería de producción.

Si existen pequeños volúmenes de sólidos suspendidos, entonces se permite que sedimente en los tanques de separación o de almacenamiento, por lo que debe limpiarse periódicamente o en forma continua.

Los sólidos normalmente se relacionan con el agua no emulsionada, para lo cual se emplea el término de sólidos sedimentables de fondo (de la palabra en inglés "Bottom Solids and Water", BS&W). La información cuantitativa de BS&W y el contenido de sales se obtienen a partir de pruebas en campo.

## **1.3 Separación del gas**

El petróleo puede estar presente en los tres estados de agregación: sólido, líquido y gas. De éstos el líquido y el gas son los más abundantes. La cantidad de gas varía de pozo a pozo, con el tipo de crudo y con los diferentes períodos de producción.

La función principal de los separadores en campo es retirar el gas del petróleo crudo por disminución de la presión en una o más etapas de separación. En esta etapa se separa también el agua libre.

Pueden distinguirse en este caso, el “gas libre” y el “gas asociado”. El gas libre es aquel que le imprime presión al aceite para que emerja a la superficie, y no se encuentra mezclado con la fase líquida. Algunas veces este gas tiene su origen en estratos de rocas porosas inundadas en su mayoría por la fase aceite. Por otro lado, el gas asociado es el que se produce mezclado con el aceite. Generalmente está presente en grandes cantidades, por lo que tiende a liberarse del aceite cuando se reduce la presión de almacenamiento, lo que causa que se elimine conforme emerge a la superficie. Esta operación se lleva a cabo generalmente en los separadores, tanto horizontales como verticales.

El gas separado contiene cantidades apreciables de azufre, por lo que se dice que es “amargo”. Por lo tanto, se envía mediante compresores a los complejos petroquímicos para eliminar el azufre asociado, operación conocida como “endulzamiento”. El aceite libre de azufre se envía a tratamiento a una planta de deshidratación y desalado para su posterior comercialización.

#### **1.4 Separación del agua del petróleo**

La deshidratación del petróleo es la operación para eliminar el agua emulsionada, la cual es una parte indispensable en la rutina de producción ya que la contaminación con agua se desarrolla en muchos pozos. La deshidratación en su aspecto más general es característico del último período de declinación en la productividad (envejecimiento del pozo). Esto ocurre cuando la presión del gas y el aceite en el yacimiento disminuyen. El agua presente en el petróleo es el resultado de la inundación de los pozos con salmueras subterránea, la cual se incrementa conforme aumenta el tiempo de producción.

El agua emulsionada está presente en el petróleo en forma de pequeñas gotas que tienden a permanecer en una suspensión estable. Por otro lado, el agua “libre” está presente en grandes cantidades que sedimentan rápidamente del aceite bajo la influencia de la gravedad.

La fase aceite y la fase acuosa pueden estar íntimamente mezclados o en forma libre. Por esto se clasifica como agua emulsionada y agua "libre". Pero la diferencia se debe principalmente al tamaño y espacio de la masa de agua suspendida en el aceite.

### 1.5 Características de la emulsión del petróleo crudo

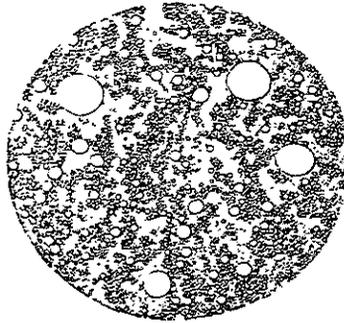
El agua y el petróleo son poco miscibles. Cuando un aceite parafínico puro se agita con agua destilada en un frasco cerrado ocurre un mezclado parcial entre ambos líquidos. El agua se dispersa en pequeñas gotas esféricas dentro del aceite debido a la agitación mecánica. Si la mezcla se deja en reposo por un período de tiempo, estas gotas sedimentan en el fondo del recipiente, por lo que no ocurre una emulsificación permanente de los dos fluidos. Sin embargo, si la agitación de la mezcla se realiza en presencia de impurezas, una porción del agua se separa, pero otra fracción permanece suspendida dentro del aceite. En la gota de agua emulsionada en el aceite se acumula una capa impurezas que impide su sedimentación.

Las emulsiones presentan propiedades físicas que difieren marcadamente de sus constituyentes líquidos, particularmente en color y viscosidad. Estas son mezclas heterogéneas mas que fluidos de propiedades y constitución uniforme. Una inspección minuciosa muestra que estas consisten de gotas de un líquido suspendido en una masa continua de otro líquido. Esto es, hay un tipo de emulsión que consiste de pequeñas gotas de agua flotando en la fase aceite, y otro tipo que consiste de pequeños gotas de aceite flotando en la fase acuosa. Normalmente las emulsiones de petróleo crudo son casi siempre del tipo agua en aceite (W/O), aunque algunas veces se notan pequeñas cantidades del tipo inverso, pero dentro de las gotas de agua emulsionada.

Estudios microscópicos de las emulsiones del petróleo, muestran que las gotas de agua varían de tamaño en un intervalo de  $1 \times 10^{-5}$  mm hasta varios milímetros de diámetro. La figura 1.2, muestra una emulsión típica de petróleo. En esta se observa el tamaño de las gotas de acuerdo a la cantidad de agua presente.

Las diminutas gotas de agua, como se observa en el microscopio, parecen moverse libremente en la fase aceite y muestran un rechazo a la floculación cuando están cercanas unas gotas de otras. Lo anterior se debe a la formación de una película de

naturaleza aceitosa que rodea a las gotas de agua. Si esta capa de aceite se tensa mecánicamente se deforma, y las gotas de agua tienden a romperse en gotas más pequeñas antes de fusionarse en una gota más grande.



**Figura 1.2.** Microfotografía de una emulsión W/O.

Esta muestra contiene 54 % de agua

(Urban L C., 1939).

Las emulsiones de petróleo muestran una variación importante en su estabilidad. El tamaño y dispersión de las gotas de agua, así como la distancia que las separa, juegan un papel importante en la estabilidad de la mezcla. Las emulsiones con gran cantidad de agua en pocas gotas (grandes), tienden a separarse más rápido que aquellas emulsiones en que las gotas de agua son más numerosas pero más pequeñas.

El agua emulsionada en el petróleo contiene sólidos, principalmente inorgánicos. Estos sólidos son básicamente sales, por lo que su eliminación se lleva a cabo por el efecto lateral de la desemulsificación con agua de lavado o dilución (Laurier, L. S., 1992). A esta operación se le conoce como desalado del petróleo.

### 1.5.1 Propiedades coloidales de las emulsiones

Los coloides son mezclas de partículas dispersas de material extraño, suspendidas en líquidos. Estos siguen leyes físicas peculiares que resultan del comportamiento impredecible de las sustancias no coloidales. La arcilla es una sustancia coloidal bien conocida. Algunos tipos de arcilla, después de agitarlos para homogeneizar la dispersión, permanecen en suspensión en el agua por períodos prolongados. Las diminutas gotas de agua en una emulsión W/O están influenciadas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en el agua.

La forma esférica de las gotas de agua en aceite es el resultado de la alta tensión interfacial del agua, que ejerce sobre el aceite. La tensión interfacial entre el aceite y el agua pura, es la responsable de que el aceite ordinario tiende a extenderse por sí misma como una delgada película sobre la superficie del agua.

Si la miscibilidad se reduce adicionando sales solubles en la fase acuosa, se dificulta la formación de la emulsión. La viscosidad del aceite es también un factor que contribuye a la emulsificación. Los aceites más viscosos emulsionan más rápidamente y con más permanencia que aquellos menos viscosos. Sin embargo, las investigaciones han mostrado que aunque la viscosidad es favorable para la permanencia de la emulsión; esta es en realidad un factor de poca importancia en la formación de las emulsiones (Urban L. C., 1939). La fuerza que promueve la estabilidad de la emulsión se debe a la presencia de emulsificantes.

### 1.5.2 Los emulsificantes

El emulsificante impide la coalescencia de las partículas dispersas. Esta sustancia está formada por pequeñas partículas que se acumulan y son retenidas en la interface entre los dos líquidos por un proceso conocido como adsorción. El emulsificante puede ser una sustancia coloidal finamente dispersa insoluble en el aceite y soluble en el agua. O bien, puede ser una sustancia soluble en el aceite e insoluble en el agua. En cualquier caso se forma una solución coloidal. Hay evidencias de que el emulsificante debe ser una sustancia con solubilidad parcial en las dos fases. Para esto, su molécula tiene una

ramificación (extremo) dentro del aceite y otra dentro del agua, retenida en esta posición por cargas eléctricas iónicas.

Las sustancias sólidas finamente dispersas, tales como arcillas o precipitados de sales metálicas, promueven la emulsificación (ver tabla 1.1). El líquido que produzca mayor solvatación (más miscible) en el emulsificante, invariablemente será la fase continua de la emulsión. Por ejemplo la arcilla y la sílica finamente dispersa son más hidrófilas (miscibles en agua) que hidrófobas (no miscibles en agua) y por esto forman emulsiones aceite en agua (O/W). Mientras que el carbón y el aceite saturado de arcillas, los cuales son hidrófobos, forman emulsiones agua en aceite (W/O). En forma similar, cuando se usan los agentes emulsificantes solubles, el líquido en el cual es soluble será la fase continua. Los jabones de sodio, por ejemplo, son muy solubles en agua pero poco en aceite, y por esto forman emulsiones aceite en agua (O/W). Los jabones de calcio, por el contrario, son sustancias solubles en aceite pero no en agua, formando así emulsiones agua en aceite.

Las sustancias de naturaleza asfálticas en el petróleo son activas como agentes emulsificantes. Estas sustancias son solubles en la fase externa o continua (aceite), por lo que estas emulsiones son del tipo W/O.

**Tabla 1.1.** Emulsificantes naturales más comunes en el petróleo

<b>Emulsión</b>	<b>Emulsificante</b>	<b>Propiedad</b>
O/W	Sólidos: Arcilla y sílica Líquidos: Jabones de sodio	Son hidrófilos (miscibles en agua)
W/O	Sólidos: Carbón y aceite saturado de arcilla Líquidos: Jabones de calcio	Son hidrófobos (no miscibles en agua)

**1.6 Factores que afectan la estabilidad de la emulsión**

El agua de los yacimientos de petróleo es altamente salobre, y en ocasiones está saturada de sustancias corrosivas. Uno de los factores que incrementa la concentración de sal disuelta se debe a la evaporación del agua.

Las emulsiones estables contienen un porcentaje constante de agua. Por otro lado, las emulsiones que contienen un alto porcentaje de agua tienden a sedimentarla. En general, los crudos nafténicos (pesados) que contienen sustancias asfálticas, producen emulsiones muy dispersas, mientras que los parafínicos (ligeros), tienden poco a emulsionar. La tendencia de los crudos nafténicos a emulsionar aumenta con la viscosidad. Por esto, los crudos más ligeros emulsionan más difícilmente que los pesados. La tensión interfacial del aceite es también un factor importante. Los aceites de tensión interfacial alta emulsionan más fácilmente que aquellos que tienen tensión interfacial relativamente baja.

Otras investigaciones indican que las emulsiones se forman más fácilmente cuando el gas natural o el aire está íntimamente mezclados con el aceite y el agua. En una serie de experimentos, donde el petróleo crudo y el agua se forzaron a cruzar una columna de arena, se determinó que es difícil formar más de 1 o 2 % de emulsión en ausencia de aire o gas. Por otro lado, con la inyección simultánea de aire o gas natural en el aceite, se formó de 10 a 50 % en volumen de emulsión. Es probable que el porcentaje más alto de agua emulsionada, formada en presencia de un gas, se debe a la turbulencia del fluido que ejerce un mezclado más pronunciado (Laurier L. S., 1992).

Muchos investigadores han observado que las gotas de agua en las emulsiones de petróleo crudo están eléctricamente cargadas. Esto explicó el rechazo de las gotas de agua a coalescer, siendo la causa principal la repulsión de gotas de agua con cargas iguales. De esto se desprende una teoría que está soportada por el hecho de que bajo la influencia de una corriente eléctrica, las gotas se neutralizan y con ello coalescen rápidamente (Sontang H., Strenge K., 1972). La estabilidad de la emulsión se incrementa conforme se incrementa la carga. La presencia de sustancias alcalinas en la fase acuosa tiende a incrementar la carga, mientras que los ácidos la disminuyen.

Al utilizar un alto potencial de corriente alterna o continua, las gotas de agua tienden a alinearse unas con otras en cadenas, conectando a los electrodos (ver figura 1.3). Después de alinearse, se facilita el paso de la corriente a través del agua y se rompe la película que rodea las gotas de agua produciendo la coalescencia. Este efecto se debe a la neutralización de la carga eléctrica que llevan las gotas de agua.

La aplicación de corriente continua provoca que las gotas estén alineadas en la misma dirección, a diferencia de la aplicación de corriente alterna, en que la frecuencia origina que las gotas no sigan un movimiento definido. Por esto, se obtienen mejores resultados con la corriente continua que con la corriente alterna. En esta última una parte de la emulsión no se alinea debido al cambio de frecuencia de la corriente.

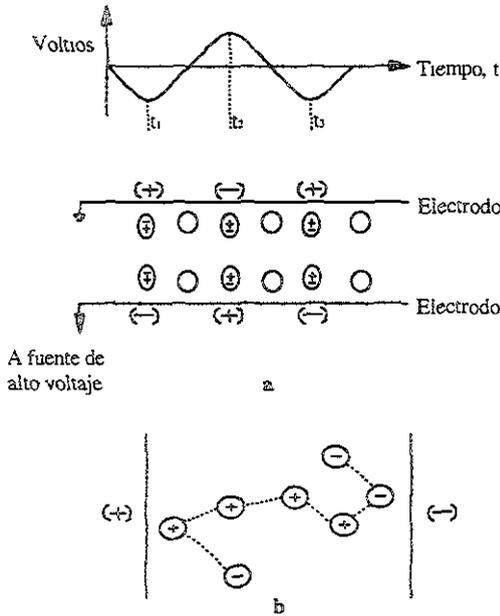


Figura 1.3. Alineación de las gotas de agua por campo eléctrico:

- Campo eléctrico por corriente alterna, las líneas de fuerzas no están bien definidas.
- En el campo por corriente directa las líneas de fuerza están en la misma dirección.

## 1.7 Deshidratación del petróleo

Como se mencionó en la sección 1.1, los usuarios de petróleo crudo requieren que el porcentaje de agua y sólidos suspendidos presentes en el aceite sea menor al 0.3 %. Si el petróleo contiene mayor porcentaje de agua y sólidos, debe someterse a un proceso de deshidratación diseñado para reducir su contenido hasta los límites establecidos.

Los procesos empleados en la deshidratación de emulsiones de petróleo crudo, son los siguientes:

- Sedimentación por gravedad.
- Separación por temperatura.
- Separación por campo eléctrico.
- Separación por agente químico.
- Separación por centrifugación.
- Separación por filtración.

De éstos seis métodos, los primeros cuatro son muy útiles, en tanto que los dos últimos son aplicados solo en algunos casos. Cada uno de estos métodos constituye un medio seguro para llevar a cabo la separación del agua emulsionada en el crudo. Sin embargo, en muchas plantas de deshidratación se emplean dos o más procesos diferentes simultáneamente o en forma consecutiva.

### 1.7.1 Sedimentación por gravedad

Cuando el petróleo crudo contiene agua “libre”, esta sedimenta al estar en reposo por un tiempo prolongado, debido a la diferencia de densidad entre el agua y el aceite, sin embargo, esta separación es lenta e incompleta. En caso de tener agua fuertemente emulsionada se concentra en la interfase agua-aceite del agua libre sin coalescer ni sedimentar.

La velocidad de sedimentación está influida considerablemente por la viscosidad de la mezcla y la densidad del aceite.

Muchas fuentes resumen la sedimentación gravitacional del agua emulsionada en el petróleo, por la ecuación de Stokes (Chawla M. L., 1987):

$$v = \frac{2}{9} \frac{g r_w^2 (\rho_w - \rho_o)}{\eta_o} \quad (1.1)$$

donde:

$v$  = velocidad de sedimentación, m/s.

$g$  = Aceleración gravitacional,  $m/s^2$ .

$r_w$  = radio de la gota de agua, m.

$\rho_o$  = densidad del petróleo crudo,  $kg/m^3$ .

$\rho_w$  = densidad del agua,  $kg/m^3$ .

$\eta_o$  = viscosidad del petróleo crudo.

A partir de esta ecuación es evidente que los parámetros que controlan la velocidad de sedimentación del agua son el tamaño de la gota, la diferencia de densidad y la viscosidad del aceite.

Estrictamente hablando, esta relación es válida solamente cuando las partículas a sedimentar son rígidas y pequeñas, como en los casos de partículas suspendidas en agua de desecho industrial. Para gotas de salmuera emulsionada en hidrocarburos, una mejor aproximación la proporciona la relación de Rybczynsky—Hadamard (Lucas R. N., 1968):

$$v = 2g \frac{(\rho_w - \rho_o)}{3\eta_o} r_w^2 \frac{\eta_w + \eta_o}{3\eta_w + 2\eta_o} \quad (1.2)$$

donde los subíndices tienen el mismo significado que en la ecuación (1.1). En la ecuación (1.2) se observa que si  $\eta_w$  es mucho más grande que  $\eta_o$  (es decir una gota esférica rígida), esta ecuación se reduce a la ecuación de Stokes. Pero realmente  $\eta_o$  es más grande que  $\eta_w$ , por lo que la velocidad de sedimentación predicha por (1.2) se desvía apreciablemente de la ecuación (1.1). Sin embargo, en ambas ecuaciones se observa la importancia de las propiedades físicas en la diferencia de densidad y en la viscosidad.

Cuando el petróleo contiene suficiente agua libre, esta sedimenta en el fondo del recipiente que la contiene hasta definir dos fases (aceite y agua). Sin embargo, parte del agua emulsionada se concentra en la cercanía de la interface agua-aceite sin llegar a unirse a la fase acuosa. Esto ocasiona mayor dificultad para eliminarla por sedimentación y resiste a procesos capaces de efectuar la separación completa de las gotas de agua mas estables.

El proceso de sedimentación se lleva a cabo en recipientes verticales u horizontales presurizados, o bien en tanques a presión atmosférica. En estos generalmente se utiliza un desmulsificante para “romper” la emulsión.

En campos productores de petróleo, la separación de crudos ligeros (mayor de 27 °API) se lleva a cabo en tanques verticales a presión atmosférica, conocidos comúnmente como tanques lavadores. Estos equipos presentan la ventaja de manejar grandes volúmenes, flexibilidad operativa y facilidad en su instalación (Wit H. P, 1974).

El proceso de sedimentación en refinerías y algunas veces en campo, se llevan a cabo en separadores presurizados. Estos pueden ser verticales u horizontales (tanques “salchicha”), en los cuales el fluido permanece por un período de tiempo prolongado. En este caso también se emplea un desmulsificante para “romper” la emulsión. Esto facilita la separación de sólidos suspendidos, tales como arcilla finamente dispersa, arena e hidrocarburos sólidos que sedimentan en el fondo del recipiente, donde se acumulan y se drenan con el agua libre (ver figura 1.1).

### 1.7.2 Separación por temperatura

La aplicación de calor a las emulsiones del petróleo es un medio efectivo para llevar a cabo su deshidratación y en la mayoría de los casos se usa como complemento de otros procesos. El calor ayuda a la separación de la emulsión del petróleo: (1) reduciendo la viscosidad de la fase aceite, de tal manera que la gravedad pueda influir rápidamente en la sedimentación del agua, (2) cambiando la tensión interfacial y propiedades coloidales del agente emulsificante, y (3) con altas temperaturas, el vapor de agua formado ayuda a romper la película aceitosa que rodea la gota de agua.

El calentamiento de la emulsión en las refinerías se lleva a cabo mediante cambiadores de calor. En campos productores, es antieconómico calentar la emulsión de crudo, por tanto, las separaciones se llevan a cabo a la temperatura que el petróleo emerge a la superficie, la cual en promedio es de 40 °C, y depende de que tan lejos se encuentren los pozos productores de la planta deshidratadora o desaladora (ver figura 1.1).

La separación por temperatura es poco efectiva para desemulsionar por completo al petróleo. excepto en los casos en que sean mezclas inestables o parcialmente emulsionadas. Este proceso se utiliza si la emulsión se calienta a una temperatura que exceda el punto de ebullición del agua emulsionada. Una de las desventajas de este proceso se debe a las pérdidas de hidrocarburos ligeros por evaporación, principalmente cuando se requieren altas temperaturas como en las refinerías.

El calentamiento del petróleo junto con la separación por campo eléctrico se aplica en refinerías, ya que puede optimizarse el consumo de energía al combinarla con los equipos de calentamiento de las columnas de destilación (Lowd J. D., Coggins R. W., 1967).

### **1.7.3 Separación por campo eléctrico**

Cuando una emulsión de petróleo (o de otra sustancia) se somete a la influencia de un campo eléctrico, las gotas de agua dispersas de la emulsión coalescen formando gotas de agua más grandes, las cuales sedimentan rápidamente bajo la influencia de la gravedad. En este proceso, el petróleo generalmente se calienta a temperaturas moderadas para reducir su viscosidad y facilitar la sedimentación del agua. Como consecuencia se obtiene la separación completa del agua y el aceite en menor tiempo que con cualquier otro proceso.

El descubrimiento del proceso de deshidratación por campo eléctrico se acredita a F. G. Cottrell, quién en asociación con H. B. Speed y A. Wright, crearon patentes basados en trabajos experimentales llevados a cabo en la Universidad de Berkeley, California. Las patentes de Cottrell, agrupan todo el estudio sobre la deshidratación por campo eléctrico. las cuales han sido adquiridas desde 1913 por la compañía "Petroleum Rectifying Co., Petreco" (Urban L. C., 1939).

La teoría propuesta por Cottrel, indica que las gotas de agua emulsionadas se cargan por inducción, al pasar entre dos electrodos en los cuales se emplea un alto potencial eléctrico. Estas cargas están balanceadas dentro de la gota de agua, de tal manera que un lado de la circunferencia de cada gota se carga negativamente y el otro positivamente. Por tanto, la atracción entre las cargas opuestas causa que las gotas de

agua se alineen formando una cadena electrolítica entre los electrodos (ver figura 1.3). Esto provoca que una descarga de electricidad pase de un electrodo a otro a través de la cadena. Esto da como resultado que las gotas de agua se fusionen y formen una gran gota de agua, la cual sedimenta rápidamente del aceite bajo la influencia de la gravedad.

La deshidratación por campo eléctrico se lleva a cabo en dos etapas: En la primera etapa las pequeñas gotas de agua coalescen (se unen) formando gotas más grandes, y en la segunda, las gotas de agua más grandes sedimentan del interior del aceite bajo la influencia de la gravedad. Ambas etapas se facilitan calentando la emulsión, en el intervalo de temperatura de 40 a 85 °C. A estas temperaturas, la viscosidad del aceite se reduce apreciablemente, la tensión interfacial entre el agua y el aceite disminuye y la diferencia de densidad entre los dos fluidos aumenta. Todos estos efectos promueven la desemulsificación, sin embargo, deben evitarse temperaturas excesivas debido al costo del calentamiento y la subsecuente pérdida de hidrocarburos ligeros por evaporación.

La eficiencia del proceso de deshidratación mediante campo eléctrico, depende de la intensidad del campo (voltaje/unidad de distancia) para romper las capas de aceite que rodean las gotas de agua. Generalmente, estas capas se rompen rápidamente, pero en algunos casos la ruptura es más lenta. Por esto, deben usarse altos potenciales eléctricos, pero puede variar un poco con las características del crudo, el espacio entre los electrodos y la naturaleza de la capa que rodea la gota de agua emulsionada. El intervalo de la intensidad del campo eléctrico usado comúnmente es de 1900 a 4000 voltios por centímetro de espacio entre los electrodos.

La fuerza que existe entre las gotas, debido al campo eléctrico, está dada por la siguiente ecuación (Chawla M. L., 1987):

$$F = \frac{K V^2 d^6}{s^4} \quad (1.3)$$

donde: F = fuerza de atracción entre las gotas, N.

K = constante de proporcionalidad del sistema, N/(V m)<sup>2</sup>.

V = voltaje, V.

s = distancia entre las gotas, m.

d = diámetro de la gota de agua, m.

A partir de la ecuación (1.3), se deduce que para incrementar la fuerza de atracción entre las gotas y facilitar la coalescencia entre ellas, se debe incrementar el voltaje aplicado. incrementar el diámetro de las gotas de agua, ó disminuir la distancia entre las gotas

Si el voltaje aplicado ( $V$ ) a una gota en particular se incrementa mas allá de un cierto voltaje crítico ( $V_c$ ), esta se distorsionará lo suficiente y romperá la película interfacial que la rodea en algún punto crítico. Por lo que se generan gotas más pequeñas.

Para una gota en particular, el voltaje crítico puede expresarse por la siguiente desigualdad:

$$V_c \leq K \sqrt{\frac{\tau}{d}} \quad (1.4)$$

donde:  $\tau$  es la tensión superficial de la gota de agua.

Conforme las gotas coalescen se hacen más grandes, pero el voltaje crítico debe ser más pequeño. Este voltaje no debe excederse, porque puede haber una redistribución microscópica de gotas más pequeñas debido a la ruptura de las gotas de agua, la cual hará más difícil la deshidratación.

#### 1.7.4 Separación por agente químico

La tendencia a emulsionar y la estabilidad de la emulsión del petróleo se debe a la naturaleza coloidal del agente emulsificante adsorbido, así como a su influencia en la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Si el agua es la fase interna, como ocurre en casi todas las emulsiones del petróleo crudo, el agente emulsificante es una sustancia de carácter alifático, el cual es oleófilo (que atrae moléculas de aceite). Este agente químico se encuentra normalmente en el petróleo, concentrado en la interface aceite-agua. Por el contrario, al adicionar una sustancia a la emulsión que se absorba en esa interface, se contrarresta la influencia del agente emulsificante causando la desemulsificación. Esto se debe al cambio químico del emulsificante, el cual reacciona produciendo una sustancia hidrófila (afín al agua).

Como se vio en la sección 1.6, las gotas de agua emulsionada en el petróleo están eléctricamente cargadas, por lo que la repulsión de las cargas semejantes promueve la emulsificación permanente. Estas cargas se deben a las sustancias coloidales en la emulsión. Cuando una sustancia coloidal altamente dispersa se acumula en la interface aceite-agua, funciona como un emulsificante. Por tanto, para eliminar el emulsificante y producir la desemulsificación, es necesario una sustancia que sea miscible en ambas fases.

Algunos compuestos orgánicos, tales como fenol y ácido cresílico, son solubles tanto en aceite como en agua. Disueltos en la fase aceite, la difusión de estas sustancias a través de la interface aceite-agua provoca la desemulsificación. Estos efectos químicos y físicos son la base de sustancias químicas a escala comercial para deshidratar las emulsiones del petróleo (Blair C. M., 1960).

En todas las etapas de deshidratación y desalado, la adición de desemulsificante ayuda al proceso electrostático o de sedimentación por gravedad (ver figura 1.1).

### **1.7.5 Separación por centrifugación**

La fuerza centrífuga aplicada a una emulsión, provoca su sedimentación por un efecto que es idéntico al de la fuerza de gravedad, pero que puede ser mucho más fuerte. Los equipos de centrifugación capaces de desarrollar velocidades de rotación de hasta 15000 r.p.m imprimen una fuerza equivalente a 13000 veces la fuerza de gravedad. La eficiencia en la separación del aceite y el agua depende directamente de sus densidades relativas, entre más grande es la diferencia de densidades, la separación es más efectiva.

Una centrifuga capaz de efectuar la separación de los dos fluidos de una emulsión debe tener una alta velocidad de rotación. Las máquinas desarrolladas para operaciones continuas a gran escala son semejantes a las centrifugas de laboratorio, pero impulsadas por turbinas. Previo a la centrifugación, la mezcla de aceite-agua se precalienta para reducir su viscosidad. La acción selectiva de la fuerza centrífuga causa que el agua, la más densa de los dos fluidos, tienda a sedimentar debido a la acción centrífuga.

El calentamiento del aceite antes del tratamiento permite la separación más completa, pero en algunos casos la emulsión no se separará completamente, aún con altas temperaturas. En este caso, la emulsión debe separarse por una segunda etapa de centrifugación, generalmente después de calentar o adicionar un desemulsificante.

### **1.7.6 Separación por filtración**

Cuando empezó la explotación petrolera, se hicieron muchos esfuerzos por desarrollar procesos destinados a separar agua y aceite emulsionada bajo presión, utilizando medios filtrantes porosos. En este proceso, se bombea la emulsión través de un medio filtrante hidrófobo (no miscible en agua) y si los espacios de los poros del filtro son suficientemente pequeños, deja pasar el agua pero no el aceite. Por el contrario, un filtro oleófilo (miscible en aceite) deja pasar el aceite, pero no el agua. Se pueden utilizar tierras diatomáceas, fibra de vidrio, y otros medios filtrantes con la ayuda de filtros prensa. Además de sus propiedades filtrantes, la turbulencia que tales materiales provocan son en grado alguno el éxito en la alteración de las relaciones de tensión interfacial entre el agua y el aceite.

Actualmente este proceso de separación no se utiliza para la deshidratación del petróleo, debido a la dificultad en la limpieza de los filtros y que no permiten tratar grandes volúmenes.

## 1.8 Consideraciones adicionales

### 1.8.1 Posibles causas de la formación de las emulsiones

El entendimiento del mecanismo de emulsificación es útil en la selección del método de separación (Lucas R. N., 1976). Por esto, a continuación se exponen las causas principales de su origen en el petróleo.

Una de las causas de la emulsificación del petróleo, se debe a la turbulencia provocada durante el flujo a través de las rocas del yacimiento, el cual se genera en la vecindad de las paredes del pozo productor (Lissant K. J., 1983). La magnitud de la turbulencia depende del tamaño del yacimiento, el cual condiciona el tiempo de transporte. Sin embargo, se incrementa cuando el fluido entra en las variaciones de diámetro de la tubería de producción del pozo. El aumento de la turbulencia se debe a que en los incrementos de diámetro del pozo se produce un descenso de la velocidad del flujo.

El transporte del aceite a alta presión, a través de las tuberías de recolección desde los pozos hasta los tanques de almacenamiento, es también una causa de la formación de emulsiones del petróleo. Esto se debe a que las tuberías frecuentemente tienen incrustaciones en las paredes, el cual causa turbulencia en el fluido, particularmente si está presente gas o si la velocidad del flujo es alta. Las válvulas y accesorios producen resultados similares. En estas se producen cambios repentinos en la dirección del flujo, provocando emulsificación.

Anteriormente se mencionó que la sal está presente en el agua emulsionada en el petróleo crudo, por lo que es necesario aplicarle un proceso de desalado. Este proceso requiere de los mecanismos de emulsificación mencionados. Para desalar el crudo es necesario emulsionar el agua dulce para “diluir” la sal. Esta nueva emulsión se somete a deshidratación electrostática. Generalmente, la emulsificación se lleva a cabo pasando la mezcla de agua y aceite a través de una restricción, como puede ser una válvula.

### 1.8.2 Importancia económica de la deshidratación del petróleo crudo

La economía del proceso de deshidratación está siempre relacionada con los sistemas de tratamientos de la salmuera residual (ver figura 1.1), debido a que por cada una de ellos existe un costo asociado.

Aunque no se disponen de estadísticas exactas de la cantidad de aceite emulsionado producido en algún tipo de crudo, se sabe que su tratamiento representa una cantidad importante del costo de operación, al igual que una cantidad considerable de aceite emulsionado nunca alcanza una deshidratación total.

Cuando el petróleo se somete a deshidratación o desalado, el agua residual contiene cantidades apreciables de aceite, el cual depende de la eficiencia de los equipos de deshidratación. Este aceite representa pérdidas en el producto final, incremento del capital, incremento en el costo de recuperación del aceite, e inversión en el tratamiento del agua residual. El costo de efectuar una mala separación de la mezcla aceite-agua por primera vez en un desalador, se refleja en los equipos requeridos para tratar el agua residual. Por ejemplo, tanques de filtración, equipos de flotación, clarificadores, sedimentadores, etc. Cada una de estas unidades tiene un costo de operación significativo. Por esto es conveniente minimizar la cantidad de aceite en el agua residual (producto del desalador) en los campos productores y en las refinerías.

Un análisis económico efectuado para el caso del petróleo canadiense, muestra que una producción de crudo, del cual se eliminan  $1000 \text{ m}^3$  de agua residual (producto del desalador) por día con un contenido de aceite de 1000 ppm, se pierden  $365 \text{ m}^3$  de crudo por año (Laurier L. S., 1992). Si el barril de crudo cuesta \$ 25 dólares canadienses, esta cantidad de aceite se traduce en una pérdida del producto aproximada de \$ 57 000 dólares por año, además del costo de mantenimiento y de estimulación de pozos. De la misma manera, los sólidos, el agua y el aceite en los sistemas de recuperación secundaria (adición de agua a un pozo para aumentar su productividad) pueden dañar la permeabilidad de la formación rocosa, reducir la producción y con ello la rentabilidad.

El costo del tratamiento de la emulsión del petróleo es en promedio de 3 % del costo por barril. Sin embargo, la mayoría de los procesos de deshidratación requieren

del calentamiento del aceite a temperaturas en que son importantes las pérdidas de hidrocarburos por evaporación. Estas pérdidas tienen un costo promedio de 5 % del costo por barril en algunos campos productores del medio oriente.

El costo de la deshidratación y las pérdidas por evaporación son factores menores en la economía total del petróleo. Sin embargo, en muchos campos productores, se bombean grandes cantidades de agua emulsionada desde el pozo hasta los separadores. El costo de bombeo es un elemento importante del capital para el productor. Aún después de la deshidratación, el contenido de agua en el petróleo enviado a las refinerías contiene en promedio 2 % del agua emulsionada. Aunque este porcentaje de agua en las líneas de transporte del crudo es pequeño, la cantidad agregada en flujo es alta.

El contenido de agua en el petróleo crudo, no solamente influye en el costo de transporte, sino también en los costos de refinación. Esta cantidad de agua debe evaporarse en la refinería junto con el petróleo, el cual aumenta el consumo de energía y por ende el costo del proceso.

Debido a la salinidad del agua emulsionada, también son importantes los efectos corrosivos que destruyen en poco tiempo los tanques de almacenamiento y los platos del fondo de las columnas de destilación. Aunque no es posible evaluar estas pérdidas con precisión, es evidente que sean lo suficientemente grandes para que se consideren en el inventario final.

## CAPITULO 2

### ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR LAS CARACTERISTICAS DEL CRUDO MAYA

#### 2.1 Introducción

Para que el petróleo crudo pueda tratarse apropiadamente, debe someterse a varias pruebas de laboratorio. Las pruebas de la emulsión son útiles para seleccionar un tratamiento adecuado, tales como dividirlo en sus fases y recuperar el aceite comercialmente útil, refinarlo, etc. Sin embargo, antes de seleccionar el método de investigación que debe aplicarse a un sistema emulsionado, es necesario conocer la homogeneidad de la muestra. Posteriormente pueden aplicarse diversas pruebas para conocer en forma general o particular al sistema.

Las pruebas aplicadas a las emulsiones pueden ser físicas y químicas. Las primeras se refieren al estudio de las características físicas, en tanto que las segundas están encaminadas al estudio de la composición. De estas dos pruebas, las primeras normalmente son cantidades de fácil medición, tanto en el laboratorio como en los campos productores de petróleo.

#### 2.2 Muestreo de la emulsión del crudo Maya

Se realizó un muestreo del crudo Maya en líneas de transporte, donde la turbulencia del fluido promovió la homogeneidad de la emulsión. Este se llevó a cabo en dos lugares para contar con cantidades diferentes de agua en cada una, de tal suerte que se pudieran tener resultados mas generales que locales.

Se llevó a cabo un muestreo en el cabezal de envío de crudo de la estación de bombeo "Nuevo Teapa", el cual está localizada cerca del centro petroquímico "Cangrejera" y el puerto de embarcación "Pajaritos", en el estado de Veracruz (ver figura 2.1). El otro muestreo se realizó en la estación de bombeo "Palomas", ubicado en el mismo estado. El muestreo fue realizado por el personal del Instituto Mexicano del Petróleo.

La Estación Paloma y la Estación Nuevo Teapa, bombean el crudo Maya hacia la estación de embarcación Pajaritos, así como al centro petroquímico Cangrejera. Una parte del crudo bombeado por estas estaciones, proviene de los campos productores de los estados de Tabasco y Chiapas, pero principalmente de los pozos marinos.



### 2.3 Emulsificación y desemulsificación

La emulsificación del petróleo se refiere a la cantidad de agua que éste puede retener en forma emulsionada y estable a la sedimentación por la fuerza de gravedad. Por el contrario, la desemulsificación es la cantidad de agua emulsionada que se separa del crudo por sedimentación en un cierto intervalo de tiempo. Generalmente esta cantidad se refiere al volumen de aceite que se ha separado del agua en una hora, en una emulsión O/W (Berkman S., Eglhoff G. 1941). En forma similar la desemulsificación de una emulsión W/O, es el volumen de agua que se ha separado del aceite en una hora

Para el crudo Maya se realizaron dos tipos de pruebas de emulsificación y desemulsificación:

- Pruebas de mezclado.
- Pruebas de temperatura.

### 2.3.1 Pruebas de mezclado

La finalidad de estas pruebas es determinar la importancia que tiene el mezclado en la formación de la emulsión del crudo, así como la capacidad del emulsificante natural para formarlas. El método experimental según Berkman S. y Egloff G. (1941), exige un volumen mínimo de 50 cm<sup>3</sup> en la formación de una emulsión, sin importar la relación de agua/acerte mezclada inicialmente.

Esta prueba se realizó con 52 cm<sup>3</sup>, mezclando 20 cm<sup>3</sup> de agua destilada y 32 cm<sup>3</sup> de crudo Maya en un matraz Erlenmeyer. En la primera prueba, la mezcla se agitó a 500 r.p.m con un agitador magnético en una parrilla eléctrica marca "Termolyne Mod. 10258" durante 15 minutos y a una temperatura de 50 °C.

Después de agitar, la mezcla se dejó en reposo por 4 horas. El volumen de agua no sedimentada durante este tiempo correspondió al agua emulsionada. Cabe mencionar que el método recomienda dejar reposar un mínimo de una hora, pero dada la viscosidad del crudo Maya se consideró el tiempo indicado anteriormente.

La emulsificación se determina como el cociente del agua no sedimentada entre el agua inicialmente mezclada. De esta experiencia, se desprende que el porcentaje de emulsificación fue del 50 %.

Se realizó una segunda experiencia aumentando la frecuencia de agitación a un valor de 1000 r.p.m. Bajo esta condición se observó que el crudo retuvo el 65 % del agua inicialmente mezclada después de un tiempo de reposo de 4 horas. Estos resultados se resumen en la en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Pruebas de mezclado en la emulsificación del sistema  
agua/crudo

cm <sup>3</sup> de agua/cm <sup>3</sup> de crudo	Agitación (r.p.m)	Temperatura (°C)	Emulsificación (%)
20/32	500	50	50
20/32	1000	50	65

### 2.3.2 Pruebas de temperatura

Estas pruebas consisten en determinar la cantidad de agua retenida por el crudo a diferentes temperaturas.

Se realizaron cinco experiencias a una frecuencia de agitación de 1000 r.p.m. Las primeras dos experiencias guardaron la misma relación de agua anterior, 20 cm<sup>3</sup> de agua y 32 cm<sup>3</sup> de crudo. En la primera, la mezcla se calentó a 50 °C y en la segunda a 60 °C. Se observó que el porcentaje de emulsificación aumentó con la temperatura.

Las tres últimas experiencias guardaron una relación de 40 cm<sup>3</sup> de agua y 20 cm<sup>3</sup> de aceite. Es decir, esta es una mezcla de aceite en agua. En la primera la mezcla se calentó a 50 °C, en la segunda a 60 °C y en la tercera a 75°C. En las primeras dos experiencias se observó durante la agitación la formación de pequeñas gotas de aceite durante la agitación, pero después de 4 horas de reposo las fases se separaron, por lo que no se observó formación de la emulsión. Fue hasta la tercera experiencia que se observó la formación de la emulsión agua en aceite del 70 %. Estos resultados se resumen en la tabla 2.2.

Estas pruebas nos muestran la importancia que tiene el mezclado y la temperatura en la formación de la emulsión. Cabe resaltar que la cantidad de agua inicialmente mezclada juega un papel importante en la emulsificación. Se requiere mayores temperaturas para lograr la emulsificación en las últimas pruebas debido a la cantidad de agua utilizada, la cual requiere mayor cantidad de calor que las primeras.

**Tabla 2.2.** Pruebas de temperatura en la emulsificación del sistema agua/crudo

cm <sup>3</sup> de agua/cm <sup>3</sup> de crudo	Agitación (r.p.m)	Temperatura (°C)	Emulsificación (%)
20/32	1000	50	65
20/32	1000	60	67
40/20	1000	50	No se observó
40/20	1000	60	No se observó
40/20	1000	75	70

## 2.4 Contenido de agua

Existen varios métodos para determinar experimentalmente la cantidad de agua contenida en el petróleo. Los principales métodos usados para determinar el contenido de agua en el laboratorio o en campo son:

- Determinación de agua y sedimentos de fondo (BS&W) por centrifugación.
- Determinación de agua por destilación.

La determinación de agua y sedimentos de fondo por centrifugación proporciona la cantidad en volumen de éstos en la emulsión. Este es el método más simple y más rápido para determinar el contenido de agua. Sin embargo, requiere de un equipo de alta velocidad de centrifugación, con el cual no se contaba en el laboratorio.

Por lo anterior se utilizó para el crudo Maya el método de destilación para determinar la cantidad de agua emulsionada. Este método consiste en destilar una cantidad de crudo y del destilado recuperado separar el agua. La cantidad inicial a destilar es arbitraria, pero se recomienda trabajar con un volumen mínimo de 100 cm<sup>3</sup> de crudo hasta recuperar por lo menos 30 cm<sup>3</sup> de destilado. Estas cantidades dependen del agua emulsionada y de la densidad del crudo. En crudos pesados es recomendable adicionar un disolvente para disminuir la viscosidad (Berkman S., Egloff G., 1941).

De acuerdo a lo anterior, en una columna de vidrio para destilación diferencial se destiló 100 cm<sup>3</sup> del crudo Maya de la estación "Nuevo Teapa", al cual se le adicionó 10

cm<sup>3</sup> de hexano para reducir su viscosidad inicial. La mezcla se destiló a una temperatura de 120 °C hasta obtener un destilado de 31 cm<sup>3</sup>.

Puesto que el destilado es una mezcla de hidrocarburos ligeros y agua, la mezcla se centrifugó a una frecuencia de 360 r.p.m por una hora para separar completamente las fases. Se encontró que la cantidad de agua en el destilado es de 1 cm<sup>3</sup>, por lo que el porcentaje en volumen de agua de esta muestra de crudo fue de 1%.

Se repitió el mismo procedimiento utilizando el crudo de la Estación “Palomas”. Como resultado se obtuvo 0.5 % en volumen de agua emulsionada.

Estas determinaciones mostraron que el porcentaje de agua emulsionado en el crudo es relativamente pequeño, comparado con el que puede retener. Esto implica que en la deshidratación es necesario utilizar los procesos de separación combinados.

## 2.5 Sólidos

Los sólidos presentes en el petróleo se encuentran tanto en la fase acuosa como en la fase aceite.

Para determinar los sólidos de la fase acuosa, se utiliza el método de centrifugación mencionado anteriormente. Para esto, se analizan los sólidos presentes por métodos clásicos, en el agua separada por este método.

En el caso de los sólidos totales (presentes en ambas fases), se utilizó el método que se describe a continuación:

Se diluyó una muestra de 25 cm<sup>3</sup> de crudo con 25 cm<sup>3</sup> de hexano en un vaso de precipitado de 100 cm<sup>3</sup>. El hexano reduce la viscosidad del crudo permitiendo se liberen los sólidos atrapados. La mezcla se agitó a 100 r.p.m en un agitador magnético marca “Termolyne Mod. 10258”, a una temperatura de 45 °C por un intervalo de 30 minutos. Esta temperatura corresponde al promedio de temperatura que emerge el petróleo crudo del pozo productor. Posteriormente se dejó reposar por 10 minutos. Como resultado, se obtuvieron 7.2 cm<sup>3</sup> de precipitado, de los cuales 2.9 cm<sup>3</sup> correspondieron a un precipitado más denso. El precipitado más ligero se filtró con papel filtro “Whatman No. 20”, previamente empapado con 5 cm<sup>3</sup> de hexano.

El precipitado más denso representó el 59 % en peso del total precipitado, y el 18.6 % en peso del total de la muestra. El precipitado más ligero representó el 3.7 % en peso del total de la muestra y corresponde a los sólidos totales.

El precipitado más denso corresponde a las ceras y asfaltenos del petróleo. La presencia de moléculas de asfaltenos polares y fracciones de resinas sirven para estabilizar la emulsión del petróleo. Los sólidos por otra parte producen un efecto similar en la estabilidad de la emulsión. (Hammami A., et al., 2000).

## 2.6 Propiedades de volumen

### 2.6.1 Densidad relativa

La densidad relativa se define como el cociente de la densidad de una sustancia y la densidad del agua a 20 °C. En el caso del petróleo crudo la densidad relativa es común llamarla gravedad específica.

Esta densidad relativa se determinó por el método del hidrómetro, el cual está basado en el volumen de crudo desplazado por un flotador de peso conocido. Este instrumento mide la densidad relativa en escala de grados API (°API). Esta escala se relaciona con la densidad relativa en el sistema internacional de unidades por la siguiente expresión:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{g.e. } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5 \quad (2.1)$$

donde g.e. es la gravedad específica del petróleo a 60 °F. La ecuación (2.1) indica que la densidad relativa es inversamente proporcional a los °API, por lo que un crudo con °API alto tiene una densidad relativa baja.

En la densidad del petróleo influye la temperatura y la cantidad de agua emulsionada. La variación de la densidad relativa con respecto al agua emulsionada es más fácil medirla en crudos ligeros que en crudos pesados. En la figura 2.2 se muestra el comportamiento de la densidad relativa de un crudo ligero con respecto al porcentaje de agua a una temperatura de 20 °C (Jiachao F., et al., 1979). Podemos observar que la

densidad relativa del crudo se incrementa linealmente con la cantidad de agua emulsionada. A medida que aumenta este porcentaje, la densidad relativa tiende a ser la del agua.

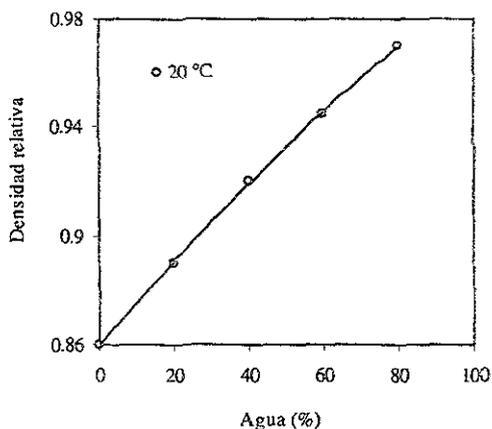


Figura 2.2. Densidad relativa del petróleo crudo en función de la cantidad de agua emulsionada (Jiachao F., et al., 1979).

En la figura 2.3 se muestra el comportamiento de los  $^{\circ}\text{API}$  del crudo Maya en función de la temperatura, cuando la cantidad de agua emulsionada es de 1% en volumen. Se observa que los  $^{\circ}\text{API}$ , presentan también un comportamiento lineal con respecto a la temperatura. Puede decirse que la temperatura es un factor que influye directamente en el proceso de deshidratación.

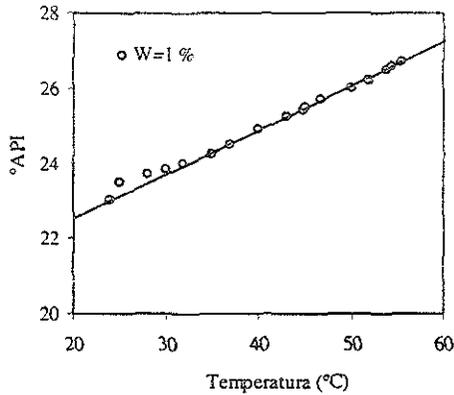


Figura 2.3. Variación de los grados API con la temperatura.

A temperaturas superiores de 40 °C, los hidrocarburos ligeros se empiezan a evaporar. El efecto de la pérdida de hidrocarburos ligeros por evaporación se muestra en la figura 2.4. En esta se observa la variación de los °API cuando el crudo Maya se somete a calentamiento. En caso de que no hubiera pérdidas, al enfriarlo debería seguir la misma trayectoria. Sin embargo, la línea descrita es diferente debido al efecto de evaporación, el cual disminuye aparentemente los °API. Además, se puede observar que a menor temperatura, se incrementa la diferencia entre las dos rectas. Esto se debe a que a bajas temperaturas la cantidad de hidrocarburos ligeros es mayor que a altas temperaturas.

Para fines prácticos, la densidad relativa del petróleo crudo se reporta a 15.6 °C (60 °F), como se indica en la primera columna de la tabla 2.3 para el crudo Maya. En la segunda columna de esta tabla, se indica el método de medición. En este caso el método corresponde a la norma D-287 de la ASTM (del inglés “American Standard for Testing Materials”)

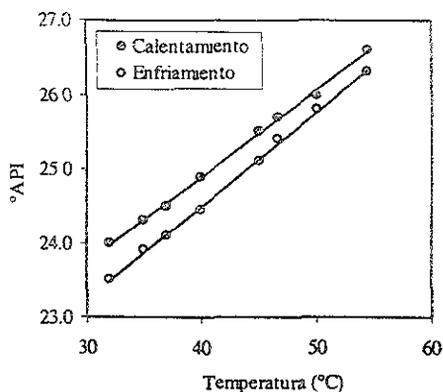


Figura 2.4. Efecto de la temperatura en la disminución de los °API.

Tabla 2.3. Características del crudo Maya

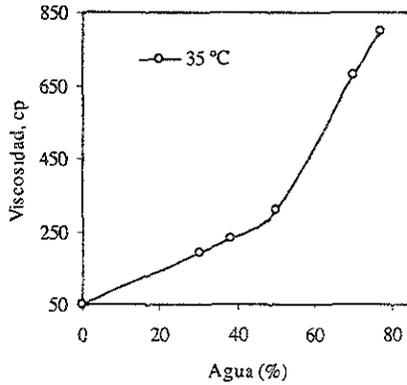
Característica	Método	Cantidad
Densidad relativa 60/60 °F	ASTM D-287	0.924
Grados API	ASTM D-1298	21.67
Viscosidad cinemática, 15 °C cst	ASTM D-445	325.0
Viscosidad cinemática, 25 °C cst	ASTM D-445	185.0
Agua y sedimentos por destilación, % vol.	ASTM D-4006	1.000
Fe, ppm	IMP-018	0.700
Cu, ppm	IMP-018	6.450
Ni, ppm	IMP-0180	52.50
V, ppm	IMP-018	291.0
Sales, ptb	IMP-018	47.00

ptb=libras por 1000 barriles (=2.85 g/m<sup>3</sup>).

cst = centistokes = 10<sup>-2</sup> cm<sup>2</sup>/seg.

## 2.6.2 Viscosidad

La viscosidad al igual que la densidad relativa, es una propiedad cuyo valor depende de la cantidad de agua presente en el crudo, así como de la temperatura. El efecto de la cantidad de agua emulsionada en la viscosidad del petróleo se muestra en la figura 2.5 a una temperatura de 35 °C (Jiachao F., et al., 1979). En esta se observa que la viscosidad del petróleo tiene un comportamiento lineal hasta un 55 % en volumen de agua emulsionada. A partir de este valor se incrementa rápidamente.



**Figura 2.5.** Viscosidad del petróleo crudo en función de la cantidad de agua emulsionada (Jiachao F, et al., 1979).

Si se desea deshidratar el petróleo crudo electrostáticamente, el incremento en la viscosidad ocasionaría un aumento importante en el consumo de electricidad. Es conveniente, por tanto, trabajar con viscosidades moderadas al realizar la deshidratación. Esto se traduce en emulsiones con proporciones de agua inferiores al 25 % en volumen.

La viscosidad representada en la figura 2.5, corresponde a la viscosidad dinámica. Sin embargo, puede obtenerse la viscosidad cinemática por el cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad a una temperatura dada. Generalmente esta viscosidad se mide a 15 °C como se observa en la tabla 2.2. En esta tabla la viscosidad cinemática

esta dada para el crudo Maya a 15 °C y 25 °C. Las mediciones se realizaron en los laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), siguiendo el procedimiento de la norma ASTM D-445.

La viscosidad y la densidad relativa, son función de la temperatura y la cantidad de agua emulsionada en el crudo, por lo que al variar estos parámetros también varían estas propiedades de volumen.

### 2.6.3 Conductividad

La conductividad del crudo es una propiedad que también es función de la cantidad de agua presente en el mismo. Aunque propiamente esta no es una propiedad de volumen, se ha considerado en esta sección debido a la similitud en el comportamiento que tiene con estas propiedades. La concentración de electrolitos en el agua emulsionada es la variable que incrementa la conductividad electrolítica del sistema, como se muestra en la figura 2.6 a una temperatura de 55 °C (Jiachao F., et al., 1979). En esta figura la conductividad está dada en microsiemens por metro ( $\mu\text{s}/\text{m}=1 \times 10^{-6} \text{ s}/\text{m}$ ). Cuando el porcentaje de agua emulsionada es menor del 50 %, se observa que la conductividad se comporta en forma semejante a la densidad relativa y a la viscosidad. Este comportamiento puede representarse por una línea recta.

Diversos estudios han revelado que la conductividad es un factor importante en el proceso de separación electrostática (Gary W. S., Zaouk M., 2000). Estos estudios han mostrado que los crudos cuya conductividad es menor a 0.004  $\mu\text{s}/\text{m}$ , no responden muy bien a la separación electrostática con corriente continua. Por el contrario, si la conductividad del petróleo crudo es mayor a este valor puede tratarse con este tipo de corriente.

Los petróleos crudos pesados normalmente son más conductivos que los crudos ligeros, debido a que los primeros contienen compuestos con carga eléctrica como los asfaltenos. Además, cuando un crudo pesado se diluye con alguna fracción ligera para ayudar al transporte y/o procesamiento, este puede volverse dos o tres veces más conductivo (Bartley D., 1982).

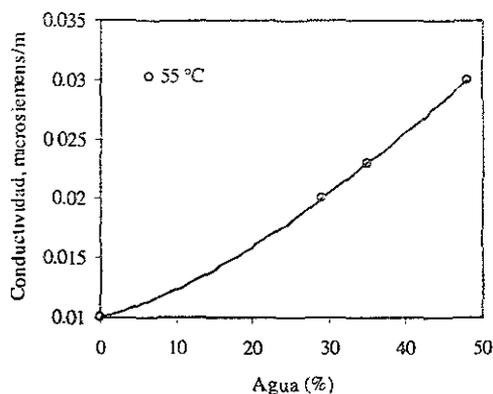


Figura 2.6. Conductividad del petróleo crudo en función de la cantidad de agua multisonada (Jiachao F., et al., 1979).

## 2.7 Contenido de metales

Los metales más comunes contenidos en el petróleo son: el Na, V, Fe, Ni, Ca, Mg, Ti y Li. La cantidad de cada metal depende del tipo de crudo (Dunning H. N., et al., 1953). Estos metales se encuentran en el crudo formando compuestos de moléculas complejas llamadas complejos de metal-porfirinas, por lo que en el tratamiento electrostático su eliminación es muy limitada.

La eliminación de estos metales del petróleo es importante para los procesos catalíticos, debido a que envenenan los catalizadores, particularmente el metal vanadio. También contribuyen en gran medida a la estabilidad de la emulsión.

En la tabla 2.3 se muestran las cantidades en partes por millón (ppm) de los metales más comunes en el crudo Maya. Los datos fueron tomados de un estudio realizado por el IMP (informe EOB-1230, 1997).

## 2.8 Selección del desemulsificante por temperatura

Para seleccionar el desemulsificante se realizaron tres pruebas básicas, las cuales se indican a continuación (Berkman S., Egloff G., 1941):

- Prueba del desemulsificante más adecuado al tipo de emulsión.
- Prueba para determinar la composición del desemulsificante.
- Prueba del desemulsificante más adecuado en la deshidratación electrostática.

### 2.8.1 Prueba del desemulsificante más adecuado al tipo de emulsión

En esta prueba se toma en cuenta el tipo de emulsión, es decir, agua en aceite (W/O) o aceite en agua (O/W). De acuerdo al tipo de emulsión se selecciona el desemulsificante.

Para deshidratar el crudo Maya se probaron 4 desmulsificantes comerciales denominados NF-900, NF-6, NF-12 y Kernelix. Estos fueron proporcionados por el laboratorio de fenómenos de superficie de la Facultad de Química de la UNAM.

La selección del desemulsificante se llevó a cabo según el método que se describe a continuación:

En un vaso de precipitados de 100 cm<sup>3</sup> de capacidad se adicionó:

- 32 cm<sup>3</sup> de crudo conteniendo 11 % de agua emulsionada, la cual fue previamente preparada, y
- Un porcentaje en volumen de desemulsificante, el cual dependió de cada prueba.

La mezcla se agitó a 300 r.p.m durante una hora con el vaso de precipitados cerrado para evitar pérdidas por evaporación. La temperatura de deshidratación de la mezcla se mantuvo a 50 °C.

A esta temperatura y para cada una de las experiencias se recolectó el agua condensada en las paredes del vaso de precipitados, utilizando para esto una esponja de

algodón previamente pesada. La diferencia de peso de la esponja húmeda y seca proporcionó la cantidad de agua eliminada del crudo.

Se realizaron tres pruebas por cada desemulsificante, adicionando a la mezcla en cada prueba 0.1, 0.2 y 0.4 % en volumen de desemulsificante. La finalidad de estas experiencias es determinar el porcentaje en volumen de desemulsificante más adecuado para la deshidratación por temperatura. Los resultados se muestran en la tabla 2.4.

**Tabla 2.4.** Volumen de agua eliminado utilizando diferentes desemulsificantes a 50 °C y 11 % de agua en la emulsión

Desemulsificante	Volumen de agua eliminado, $V_e$ (cm <sup>3</sup> )		
	Volumen de desemulsificante, $C_s$ (%)		
	0.1 %	0.2 %	0.4 %
NF - 900	0.3	0.4	0.5
NF - 6	0.2	0.25	0.3
NF - 12	0.1	0.2	0.2
Kemelix	0.1	0.15	Insoluble

A partir de estos resultados se observa que el desemulsificante que proporciona un mayor volumen de agua eliminado es el NF-900 para las tres pruebas. Cabe mencionar que el desemulsificante Kemelix fue el que dio menor resultado y que no se solubilizó en la mezcla a una concentración de 0.4 %.

El volumen de agua eliminado ( $V_d$ ) se puede expresar también en función del volumen total de agua inicial en el crudo ( $W$ ). Esta relación define el porcentaje de deshidratación ( $P_d$ ),

$$P_d = \frac{V_d}{W} * 100 \% \quad (2.2)$$

El valor de  $P_d$  indica el porcentaje de agua eliminado del petróleo crudo con un determinado desemulsificante y aplicando algún proceso de deshidratación.

En la tabla 2.5 se muestra el porcentaje de deshidratación para cada porcentaje de desemulsificante empleado en cada prueba.

Tabla 2.5. Porcentaje de deshidratación para diferentes desemulsificantes a 50 °C y 11 % de agua en la emulsión.

Desemulsificante	Porcentaje de deshidratación, $P_d$ (%)		
	Volumen de desemulsificante, $C_s$ (%)		
	0.1 %	0.2 %	0.1 %
NF - 900	8.5	11.4	14.2
NF - 6	5.7	7.1	8.5
NF - 12	2.8	5.7	5.7
Kemelix	2.8	4.3	Insoluble

La figura 2.7 muestra un histograma del porcentaje de deshidratación para cada desemulsificante cuando el volumen de este es del 1 %.

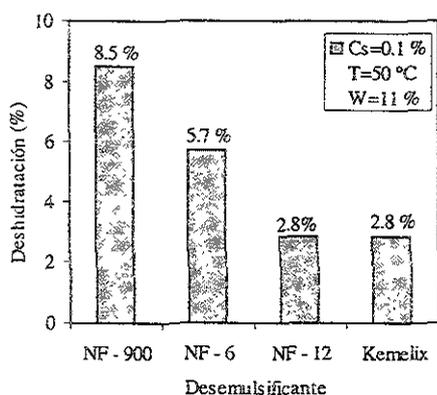


Figura 2.7. Porcentaje de deshidratación para los desemulsificantes probados.

Al finalizar cada prueba se observó un precipitado viscoso en el fondo del vaso. La cantidad de este precipitado dependió del volumen y tipo de desemulsificante. A mayor volumen de desemulsificante mayor cantidad de precipitado. En todos los casos el desemulsificante NF-900 produjo menor precipitación, seguido por NF-6, el NF-12 y Kemelix. Este último fue insoluble a una concentración de 0.4 %.

Estos experimentos permitieron seleccionar el desemulsificante NF-900 como el más adecuado en la deshidratación del crudo Maya por temperatura.

### **2.8.2 Prueba para determinar la composición del desemulsificante**

La prueba de composición del agente desemulsificante es importante solamente para aquellos interesados en su fabricación (Berkman S., Egloff G., 1941). Los criterios que se toman en la fabricación de estas sustancias, son el costo y la efectividad a bajas concentraciones. Además, para fabricarlos se parte de compuestos bases, es decir del análisis de desemulsificantes previamente estudiados. La identificación de las estructuras de estos compuestos se lleva a cabo mediante el análisis de datos espectroscópicos. El espectro más indicado para esto es el de infrarrojo (IR), el cual se basa en el principio de la absorción de luz infrarroja de las moléculas de una sustancia.

La identificación de un compuesto por medio de espectroscopía IR, es un problema verdaderamente simple cuando la sustancia que se investiga (“incógnita”) es una sustancia cuyo IR ha sido previamente consignada en la literatura o de otro modo es disponible al investigador. En este caso, la investigación se reduce a procesos puramente mecánicos y todo lo que realmente se necesita decir al respecto es que la extensa colección de espectros comercialmente disponibles tienen un lugar definido entre las herramientas del laboratorio de investigación. Sin embargo, después de haber igualado el espectro de la incógnita con el espectro publicado, es recomendable obtener una muestra auténtica de la sustancia y registrar su espectro en condiciones idénticas a las previamente empleadas para la muestra incógnita. Además, se deben identificar algunas otras propiedades físicas mediante otros métodos, tales como espectros de masa. Esto es importante, especialmente cuando los pesos moleculares son relativamente altos o en el caso de que el espectro IR de dos compuestos sean estructuralmente similares, particularmente si son miembros cercanos de una serie homóloga. Por otro lado, si el espectro de la incógnita y de un compuesto conocido se encontrara que son casi idénticos, pero no completamente, antes de considerar que las dos sustancias es una misma, es prudente llevar a cabo una verificación de pureza.

Por lo anterior se han realizado los espectros de infrarrojo para cada uno de los desmulsificantes en estudio, los cuales se muestran en las figuras 2.8 a 2.11. Esta información puede ser de utilidad en su fabricación, considerando que están fabricados a partir de compuestos de fenoles y aminas. La interpretación de estos espectros no es la finalidad del presente trabajo, por lo que se recomienda la consulta de la literatura especializada (Silverstein R. M., et al., 1991).

Puede considerarse como punto de partida el hecho de que estas sustancias están en la región principal del espectro de  $4000-1300\text{ cm}^{-1}$  y  $900-650\text{ cm}^{-1}$ . En estos intervalos se encuentra la porción de alta frecuencia de la región de los grupos funcionales importantes, tales como OH, NH y C=O. Los puntos a considerar en el número de onda son:

aromáticos y heteroaromáticos:	$1600 - 1300\text{ cm}^{-1}$ del espectro.
No aromáticos:	$900 - 650\text{ cm}^{-1}$ del espectro.
Alquenos:	$1000\text{ cm}^{-1}$ del espectro.
región de huella:	$1300 - 900\text{ cm}^{-1}$ del espectro.
esteres:	$1300 - 1100\text{ cm}^{-1}$ del espectro.

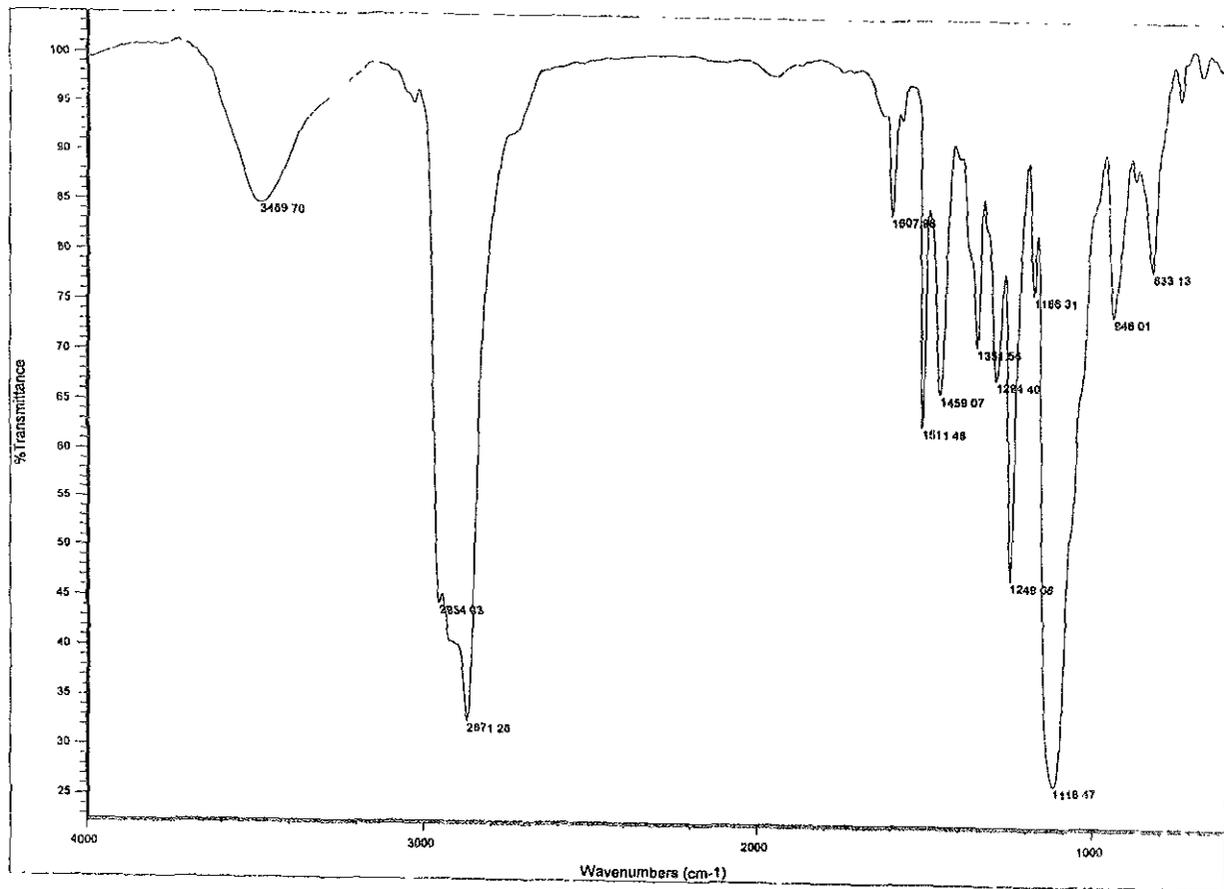


Figura 2.8. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-900

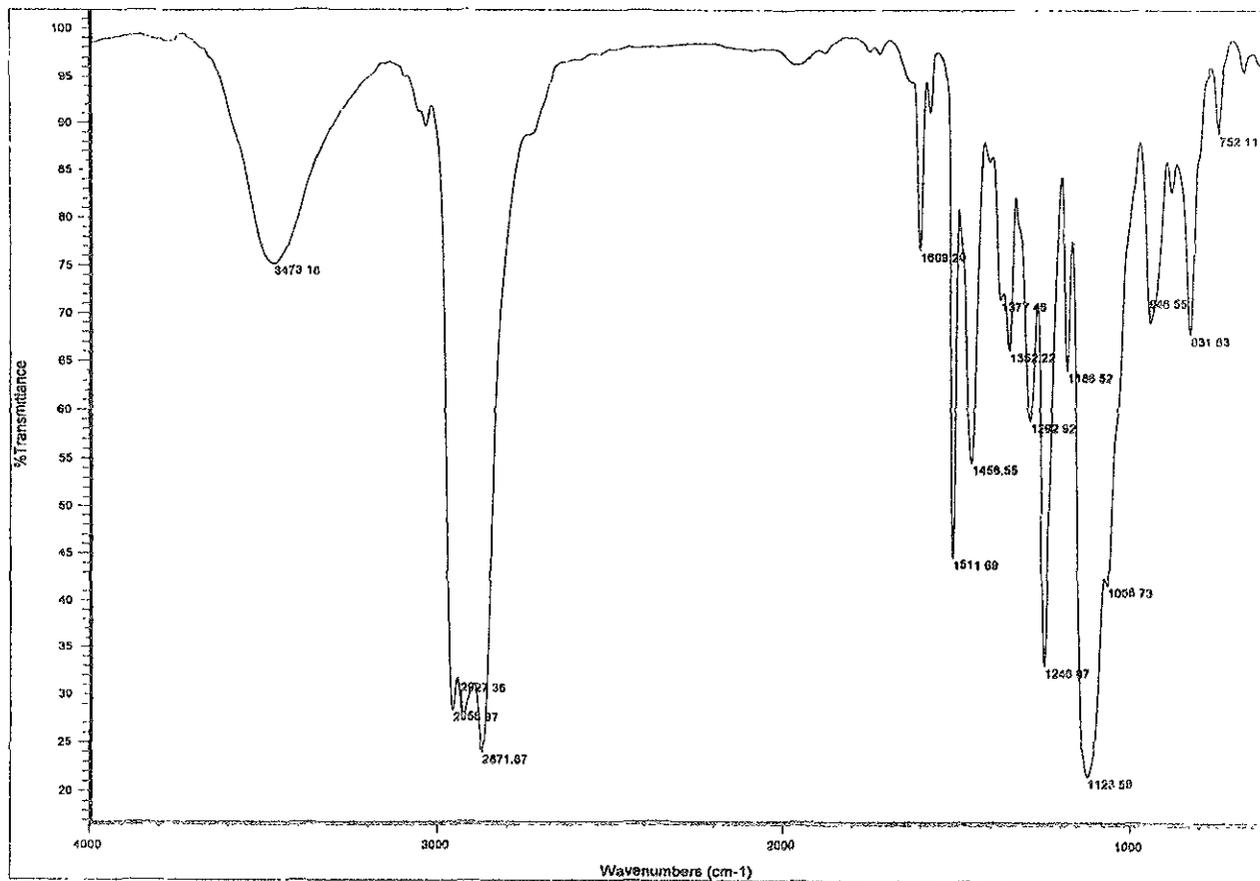


Figura 2.9. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-6

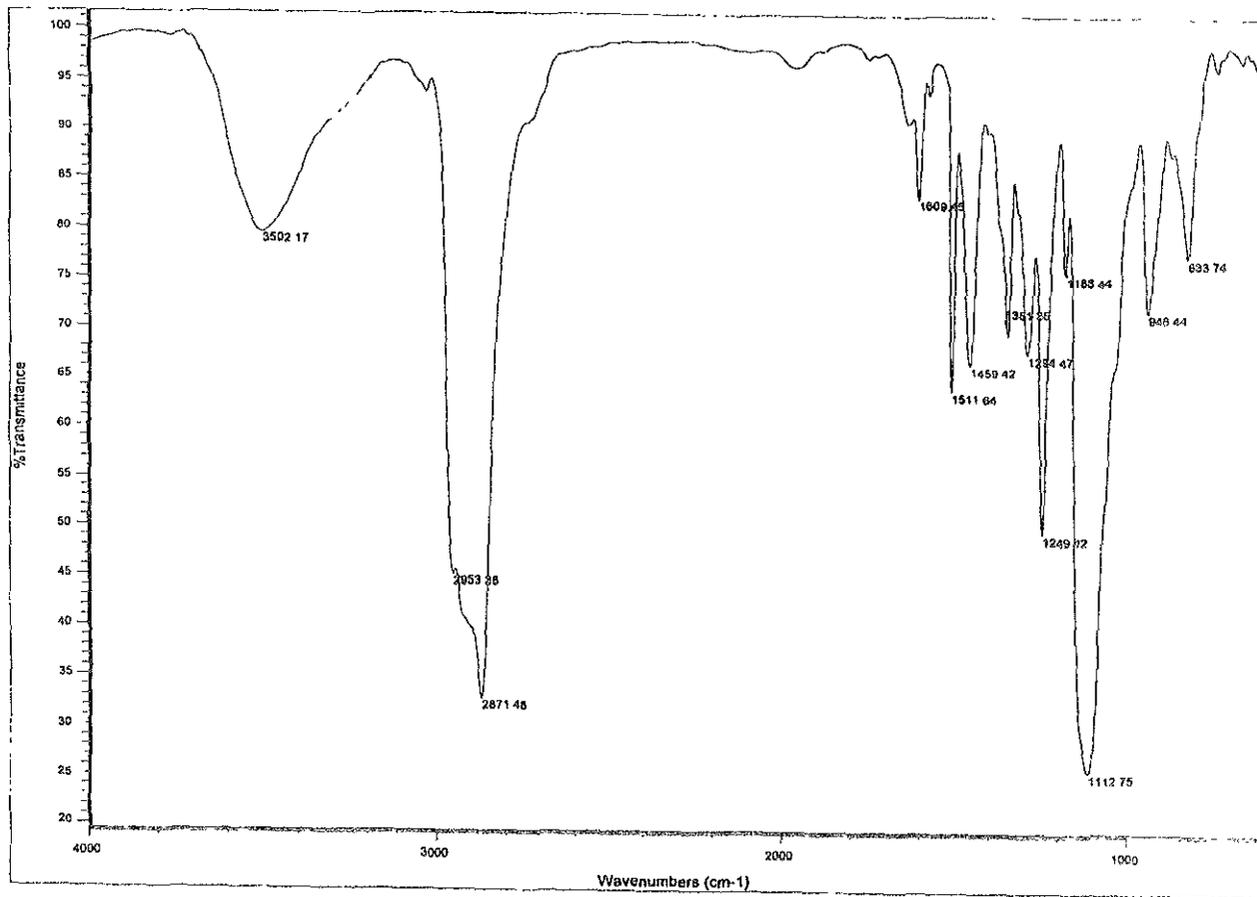


Figura 2.10. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-12

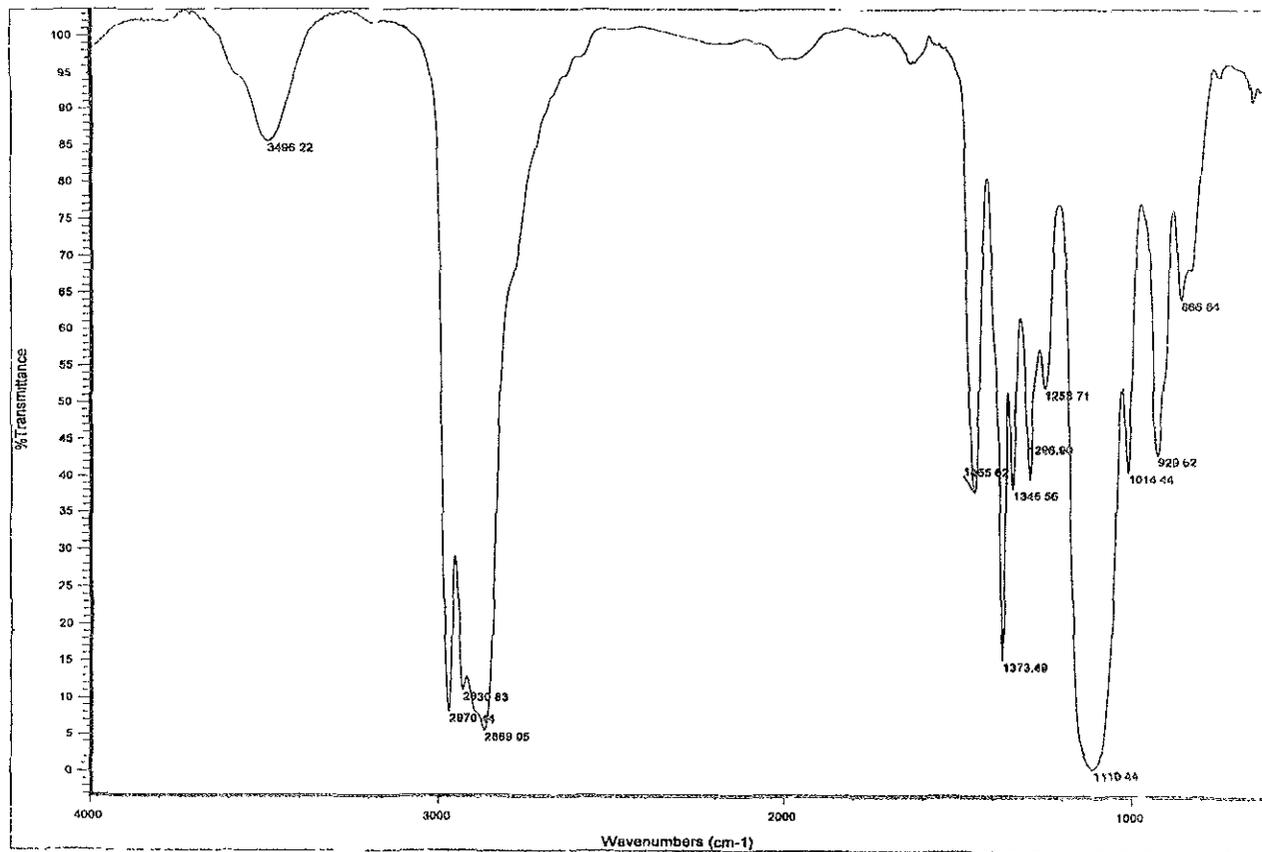


Figura 2.11. Espectro de infrarrojo para el desensulficante Kemelix

### 2.8.3 Prueba del desemulsificante para la deshidratación electrostática

La prueba relacionada con el uso del desemulsificante en la deshidratación por campo eléctrico, requiere de un electrodeshidratador a escala de laboratorio. En este caso, la concentración del desemulsificante dependerá no sólo de la temperatura, sino también de la intensidad del campo eléctrico.

En la deshidratación electrostática se requiere calentar el crudo, por lo que el desemulsificante debe soportar temperaturas de hasta 120 °C a presiones en el intervalo de 5 a 40 atm (Lucas R. N., 1976, Chawla M. L., 1987). Esta temperatura se alcanza en los equipos de desalado de las refinerías. Con esto se incrementa la rapidez de deshidratación, por lo que se reduce el tiempo de residencia del crudo y el tamaño del equipo. Esta prueba se describe en la sección 4.1.4 para el crudo Maya.

## 2.9 Características del agua emulsionada

### 2.9.1 Grado de acidez

El agua emulsionada en el petróleo es abundante en sales minerales, la cual es adecuada para la neutralización de los surfactantes naturales básicos (emulsificantes). Sin embargo, el bajo pH de la salmuera impide que la deshidratación electrostática se lleve a cabo completamente, debido a que el pH contribuye a la estabilidad de la emulsión alterando químicamente la interfase de las gotas de agua emulsionada.

En el petróleo se ha observado que se forma una película interfacial rígida alrededor de las gotas de agua emulsionada. Esta barrera se debe a la presencia de asfaltenos, la cual es más fuerte a pH ácido (<4.0), presentando fuerza intermedia a pH neutro (6.9-7.7) y es débil a pH básico (>8) (Gary W. S., Moshen Z., 2000, Lissant K. J., 1983).

El pH óptimo para la inestabilidad de la emulsión depende de la composición del crudo y de la salmuera. Las salmueras con alta concentración de sal forman emulsiones más estables, las cuales presentan generalmente un pH ácido.

## 2.9.2 Salinidad de la salmuera

La salinidad de la salmuera emulsionada varía poco con las propiedades de volumen del petróleo. La tendencia a este respecto indica que la salmuera con baja salinidad es más frecuente en crudos pesados y la salmuera altamente salobre es frecuente en crudos ligeros. Para un crudo pesado esto se debe a que existe una menor diferencia de densidad con la salmuera de baja salinidad, por lo que de acuerdo a la ecuación de Stockes la emulsión es más estable y debido a la baja concentración de la salmuera la emulsificación se debe principalmente a la presencia de asfaltenos. En crudos ligeros la emulsificación se debe más a la presencia de las sales en la salmuera que se acumulan en la interface agua-aceite.

De entre las sales más comunes encontradas en la salmuera emulsionada en el petróleo están los cloruros, bicarbonatos y los sulfatos de sodio, calcio y magnesio. El intervalo de salinidad varía de unas cuantas partes por millón hasta 240 000 ppm (o 24 % en peso).

Se ha observado en los análisis del crudo Maya que la salmuera emulsionada contiene poca cantidad de sal, debido a que es un crudo relativamente pesado. En la tabla 2.3, se muestra la cantidad de sal presente en la salmuera del crudo Maya. Para propósitos comerciales se emplea el término ptb (del inglés "pounds per thousand barrels of crude" y que significa libras de sal por mil barriles de crudo), el cual equivale a 2.85 g de sal/m<sup>3</sup> de crudo.

La cantidad de sal presente en la salmuera del crudo Maya es poca comparado con la encontrada en salmueras subterráneas. Sin embargo, esta cantidad supera los límites de las especificaciones comerciales, que tienen como máximo 15 ptb, aunque en algunos casos los límites son inferiores a 10 ptb, con un máximo de agua de 0.3 % para entrega en campo (Waterman L. C., 1960).

En las refinerías, la presencia de sal en el crudo causa corrosión en los equipos de destilación, por lo que es recomendable desalar el crudo cuando se encuentre una cantidad de sal mayor a 1 ptb (2.85 g/m<sup>3</sup>), debido a que las sales implican una pérdida económica para la refinería (Laurier, L. S., 1992)

# CAPITULO 3

## DETERMINACION DEL TAMAÑO DEL EQUIPO EXPERIMENTAL

### 3.1 Fundamentos teóricos

En esta sección se presentan algunas definiciones útiles para entender el proceso de la deshidratación por campo eléctrico. Los conceptos más importantes son los de electricidad y de electrostática.

#### 3.1.1 Carga y corriente eléctrica

La electricidad se trata como un fluido que puede circular a través de algunas sustancias llamadas conductores eléctricos, pero es incapaz de atravesar otras sustancias conocidas como aislantes. Una cantidad específica de este fluido se le llama carga eléctrica o cantidad de electricidad.

Durante el flujo de la electricidad a través de un conductor de sección transversal uniforme ( $A_s$ ), como el cilindro mostrado en la figura 3.1, una carga  $dQ$  cruza el plano en  $x = 0$  en el intervalo de tiempo  $dt$ . Entonces se dice que hay una corriente eléctrica  $I$  que fluye con magnitud definida por:

$$I = \frac{dQ}{dt} \quad (3.1)$$

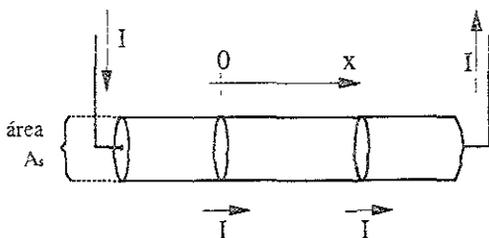


Figura 3.1. Flujo de corriente a través de dos planos del mismo conductor.

La unidad de corriente es el ampere (A), que equivale a un coulomb (C) por segundo (s). El cociente de la corriente eléctrica por el área de sección transversal del flujo ( $A_s$ ), se le conoce como la densidad de corriente ( $i$ ), que está dada por la siguiente relación:

$$i = \frac{I}{A_s} \quad (3.2)$$

La electricidad es como un fluido incompresible, esto es, se asemeja mas a un líquido que a un gas. Al igual que el agua en una tubería, si la corriente  $I$  fluye a través del alambre del conductor, entonces la misma  $I$  fluye a través de cada plano paralelo a este ( $x=0$ ), como el segundo disco sombreado en la figura 3.1. Sin embargo, la densidad de corriente tiene diferentes valores en el cilindro y en el alambre conductor, debido a que tienen diferentes áreas de sección transversal.

Generalmente la corriente eléctrica fluye en un trayecto cerrado llamada circuito eléctrico, como el mostrado en la figura 3.2. En este circuito, la corriente  $I$  tiene la misma magnitud en cualquier punto. Este consta de un dispositivo conocido como fuente de corriente que “bombea el fluido eléctrico” y así impulsa una corriente a través del conductor cilíndrico. La corriente se mide con el amperímetro (A), el cual registra la misma lectura ubicado en cualquier punto del circuito.

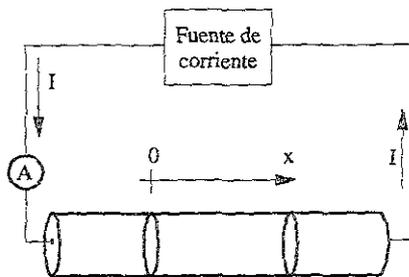


Figura 3.2. Circuito eléctrico simple.

La medición de la corriente en un intervalo de tiempo, por decir  $t=t_1$  a  $t=t_2$ , permite calcular la cantidad total de electricidad que ha pasado por el circuito durante ese intervalo de tiempo, es decir,

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} I dt \tag{3.3}$$

Esta ecuación es la integral de la ecuación (3.1).

### 3.1.2 Ley de Coulomb

Los experimentos realizados por Coulomb y sus contemporáneos, mostraron que la fuerza eléctrica entre dos cargas es directamente proporcional al producto de las magnitudes de las dos cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la separación entre ellas,

$$F = K \frac{Q_1 Q_2}{s^2} \tag{3.4}$$

donde:  $K$  = Constante de proporcionalidad.

$F$  = Magnitud de la fuerza mutua que actúa entre a y b ( ver figura 3.3).

$Q_1, Q_2$  = Magnitud de las cargas, C.

$s$  = Distancia entre las esferas medidos desde sus centros.

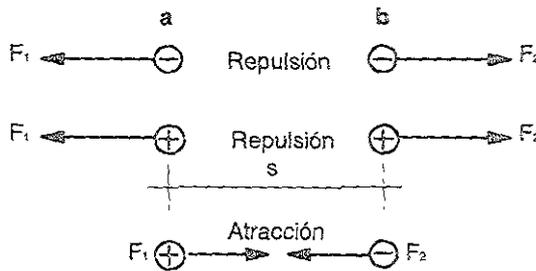


Figura 3.3. Fuerzas entre dos partículas cargadas.

En el sistema internacional de unidades, la unidad de carga es el coulomb (C), el cual se define como la cantidad de carga que fluye en un segundo cuando hay una corriente estable de un ampere. Esto es:

$$dQ = I dt \quad (3.5)$$

En el sistema internacional de unidades, la constante de proporcionalidad se expresa por:

$$K = \frac{1}{4 \pi \epsilon_0} \quad (3.6)$$

donde:

$$\epsilon_0 = \text{Permitividad en el vacío} = 8.85418781762 \times 10^{-12} \text{ C}^2/(\text{N m}^2)$$

$$\pi = 3.1416.$$

Si las dos cargas tienen el mismo signo, entonces la fuerza es de repulsión y está dada por  $F_1$  y  $F_2$ . Si las cargas tienen signos opuestos, entonces estas fuerzas son de atracción. En cada caso se representa la fuerza por la siguiente ecuación:

$$F = \frac{1}{4 \pi \epsilon_0} \frac{(Q_1)(Q_2)}{s^2} \quad (3.7)$$

De acuerdo a la tercera ley de Newton, las fuerzas de atracción y repulsión son opuestas unas con otras, por ejemplo, la fuerza  $F_2$  es opuesta a  $F_1$ .

### 3.1.3 Ley de Ohm

La relación fundamental que gobierna la conducción de la electricidad es la ley de Ohm, la cual obedecen la mayoría de los conductores eléctricos. Esta ley establece que cuando la electricidad fluye a través de un conductor eléctrico, la densidad de corriente ( $i$ ) es proporcional al potencial eléctrico ( $\Phi$ ) e inversamente proporcional a la longitud del conductor ( $x$ ):

$$i = -\sigma \frac{d\Phi}{dx} \quad (3.8)$$

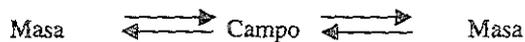
La constante  $\sigma$  se le conoce como la conductividad eléctrica del conductor. El inverso de la conductividad es la resistividad. La conductividad eléctrica es una propiedad inherente del material conductor y no depende de la geometría de la muestra experimental. La unidad de  $\sigma$  es el siemens por metro (s/m), un siemens es un ampere (A) por voltio (V) (Oldam K. B., 1994).

### 3.1.4 Campo eléctrico

#### 3.1.4.1 Campo

Un ejemplo de un campo se puede observar en la temperatura de un cuarto cerrado. Se puede medir la temperatura en cada punto y representarla como una distribución o una función matemática  $T(x, y, z)$ , o una gráfica de la variación de  $T$ . Esta distribución de temperatura se le llama campo de temperatura y es un campo escalar.

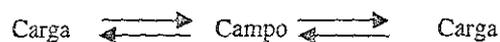
Un campo con dirección, tal como la velocidad, es un ejemplo de campo vectorial. La fuerza de gravedad que ejerce la tierra sobre una partícula o cuerpo es un campo vectorial, y puesto que entre ambas masas existe un campo, la interacción se representa como:



Esta representación indica la interacción de las masas, la cual no es directa con la otra, sino con el campo gravitacional ejercido. El campo juega el papel de intermediario entre los dos cuerpos (Resnick, R. et al., 1992).

#### 3.1.4.2 El campo eléctrico

La fuerza de interacción entre cargas está gobernada por la ley de Coulomb. La cual, de acuerdo al último argumento presentado, se representa como:



Esto indica la interacción del campo eléctrico entre las dos cargas. Para determinar la interacción entre las cargas se requieren los siguientes pasos:

- Determinar el campo eléctrico generado por la primera carga en cada punto del espacio y,
- Calcular la fuerza que el campo eléctrico ejerce en la segunda carga ubicada en un punto particular del espacio.

La fuerza ejercida por el campo eléctrico ( $E$ ) sobre una carga positiva de prueba ( $Q_0$ ) en punto particular del espacio, esta definida por la siguiente relación:

$$E = \frac{F}{Q_0} \quad (3.9)$$

La dirección del vector  $E$  es la misma dirección de  $F$ , debido a que  $Q_0$  es un escalar positivo. La dimensión del campo eléctrico es la fuerza por unidad de carga, y su unidad en el sistema internacional es el newton/coulomb ( $N/C$ ), aunque en electroquímica se expresa como voltio/metro ( $V/m$ ) y corresponde a la intensidad del campo eléctrico.

### 3.1.4.3 Líneas de fuerza

Las líneas de fuerza son líneas imaginarias que definen un campo. Las características principales son las siguientes:

- Las líneas de fuerza indican la dirección del campo eléctrico en cualquier punto. Las líneas de fuerza de una carga positiva en un punto se dirigen hacia fuera de la carga en dirección radial (ver figura 3.4).
- Las líneas de fuerza se originan en la carga positiva y terminan en la negativa.
- Las líneas de fuerza se representan por el número de líneas por unidad de área de sección transversal (perpendicular a las líneas) que es proporcional a la magnitud del campo eléctrico.

Estas características están siempre presentes en todos los casos en que se genere un campo eléctrico.

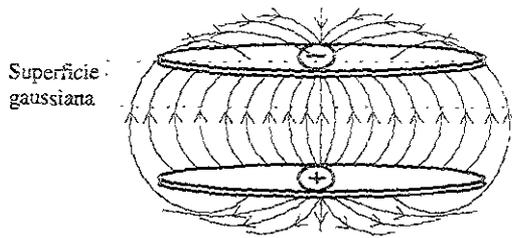


Figura 3.4. Líneas de fuerza entre dos electrodos.

### 3.1.5 Ley de Gauss

Para un conjunto de cargas positivas y negativas que generan un campo eléctrico ( $E$ ) a través de una región del espacio, se construye una superficie imaginaria cerrada llamada superficie gaussiana que puede o no encerrar alguna de las cargas (ver figura 3.4). La ley de Gauss relaciona el flux del campo eléctrico ( $E$ ) a través de esta superficie ( $A_s$ ) con la carga neta ( $Q$ ) encerrada por la superficie:

$$\epsilon_0 \oint E \, dA_s = \epsilon_0 E A_s = Q \quad (3.10)$$

La magnitud del campo eléctrico es proporcional al número de líneas de fuerza del campo que cruzan un elemento de área perpendicular al campo.

### 3.1.6 Potencial eléctrico

La medición del potencial eléctrico ( $\Phi$ ) solamente se puede llevar a cabo como una diferencia entre dos valores. A esta diferencia de potencial eléctrico se le llama voltaje ( $V$ ).

Para medir la diferencia de potencial eléctrico se utiliza el voltímetro. En la figura 3.5, el voltímetro (simbolizado por una  $V$ ) mide la diferencia de potencial eléctrico entre dos planos de un conductor cilíndrico que transporta una corriente  $I$ . Un voltímetro tiene dos extremos que no son equivalentes. En la práctica uno es de color rojo y el otro negro, el voltímetro está diseñado para medir el potencial eléctrico del

extremo rojo con respecto al extremo negro. En el circuito de la figura 3.5 el voltímetro indica la diferencia de potencial del plano  $x = x$  con respecto al plano  $x = 0$ .

$$\Delta\Phi = \Phi(x) - \Phi(0) \tag{3.11}$$

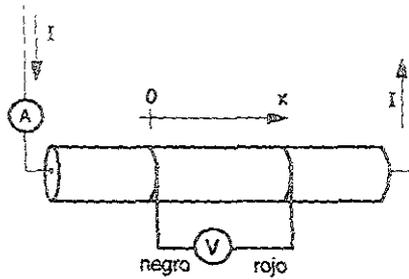


Figura 3.5. Medición de la diferencia de potencial eléctrico.

Si se lleva a cabo una serie de mediciones como se muestra en la figura 3.5 y considerando la composición uniforme del cilindro y del área transversal, entonces se encuentra que la diferencia de potencial medida ( $\Delta\Phi$ ) es proporcional a la distancia ( $x$ ) entre los puntos de unión al voltímetro, esto es:

$$\frac{\Delta\Phi}{x} = \frac{\Phi(x) - \Phi(0)}{x} = \text{constante negativa} \tag{3.12}$$

Esta relación permanece constante aún cuando la longitud  $x$  sea infinitesimal. Por tanto esta relación debe denotarse por  $d\Phi/dx$ . El negativo de esta ecuación se le conoce como la intensidad de campo eléctrico  $X$ , cuyas unidades son voltios por metro.

$$X = -\frac{d\Phi}{dx} \tag{3.13}$$

Debido a que la definición de campo eléctrico dada por la ley de Gauss coincide con la ecuación (3.13), se utilizará la letra  $E$ , para designar la intensidad del campo o simplemente el campo eléctrico.

### 3.1.7 Capacitancia

Una excepción al flujo de corriente por un circuito eléctrico se muestra en el condensador de la figura 3.6, el cual consiste en un par de placas conductoras paralelas separadas por un pequeño espacio que contiene aire o algún otro aislante. Estas placas están conectadas a una fuente de corriente. A pesar del espacio no conductor, la corriente fluirá cuando se cierre el circuito. En ese momento las cargas se acumulan en la superficie de cada placa. Como resultado, las placas desarrollan una diferencia de potencial ( $\Delta V$ ), que es proporcional a la carga almacenada.

$$\int I dt = Q \propto \Delta V \quad (3.14)$$

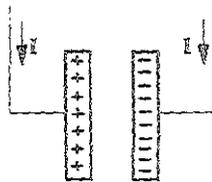


Figura 3.6. Acumulación de cargas entre dos placas.

La constante de proporcionalidad que relaciona  $Q$  y  $\Delta V$  es negativa y su valor absoluto se le conoce como la capacitancia ( $C_t$ ) de la sustancia que está entre las placas.

$$Q = C_t \Delta V \quad (3.15)$$

La capacitancia se mide en unidades de coulomb por voltio (C/V) que equivale a un faradio (F).

La ecuación (3.15) muestra que, con el mismo voltaje ( $V$ ) la carga ( $Q$ ) es mayor cuando hay un dieléctrico entre las placas ( $C_t$  mayor que 1). Por lo que la relación  $Q/\Delta V$  (capacitancia) aumenta en comparación con el condensador cuando esta al vacío. La relación de la capacitancia del condensador con el dieléctrico lleno ( $C_t$ ) entre las placas, a la capacitancia sin el dieléctrico ( $C_0$ ) se le conoce como la constante dieléctrica del material ( $\kappa$ ).

$$\kappa = \frac{C}{C_0} \quad (3.16)$$

Esto equivale a utilizar el vacío como referencia de la constante dieléctrica de cualquier material. En la tabla 3.1, se presentan las constantes dieléctricas de algunos materiales. También se muestran los valores de la resistencia dieléctrica, la cual es el valor máximo de voltaje que puede existir en un dieléctrico. Una vez rebasado este valor, se entiende que la corriente eléctrica atravesará el medio. Por ejemplo, para el vacío, la resistencia dieléctrica es un valor muy grande, lo que indica que nunca dejará pasar la corriente eléctrica entre las dos placas (Resnick R., et al., 1992).

**Tabla 3.1.** Propiedades de algunos dieléctricos

Material	Constante dieléctrica( $\kappa$ )	Resistencia Dieléctrica(kV/mm)
Vacío	1.0	$\infty$
Aire	1.00054	0.8
Agua	78	-
Papel	3.5	14
Vidrio pyrex	4.5	13
Petróleo crudo*	2.2	-

\* 30 °API y gotas de agua emulsionada de 50 micras de diámetro.

## 3.2 Equipo experimental

### 3.2.1 Análisis teórico de la variación del nivel de la fase acuosa

La deshidratación del crudo por campo eléctrico se basa en el principio de la figura 3.6, 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, al colocar ambas fases entre las placas de un condensador (ver figura 3.7), 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 y aumenta la rapidez de deshidratación.

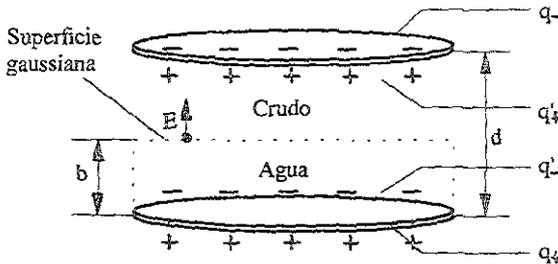


Figura 3.7. Efecto de inducción del crudo en un campo eléctrico

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 lo tanto, estas gotas de agua a su vez inducirán a las demás hasta que la carga llegue al otro electrodo (negativo) generando así una cadena electrofónica entre ambos electrodos. Es importante mencionar que en este caso no ocurren reacciones de oxidación y reducción, como ocurre en las celdas electrofónicas o galvánicas.

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

A partir de la integración de la ecuación (3.13), se obtiene una expresión más sencilla de utilizar e indica que la intensidad del campo eléctrico ( $E$ ) depende del voltaje ( $V$ ) y la distancia ( $x$ ) que separa a los electrodos,

$$E = \frac{V}{x} \quad (3.17)$$

A partir de la ecuación (3.17) se determina la intensidad del campo eléctrico en cada fase, como se indica en la figura 3.7

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

$$E_w = \frac{V}{b} \quad (3.18)$$

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

$$E_o = \frac{V}{d-b} \quad (3.19)$$

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.

Por lo cual, la intensidad del campo eléctrico es:

$$E = E_w + E_o \quad (3.20)$$

A partir de la ecuación (3.18) 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 (3.19). Cuando  $b = d$ , no existe la fase aceite (crudo), por lo que el condensador funcionaría como una celda electrolítica.

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 se requiere un menor voltaje aplicado.

### 3.2.2 Determinación del tamaño del equipo experimental

El equipo experimental para el estudio de la emulsión del crudo Maya se muestra en la figura 3.8. y su geometría está basada en equipos utilizados para el estudio de emulsiones de queroseno (Brawn A. H , Hanson C., 1965).

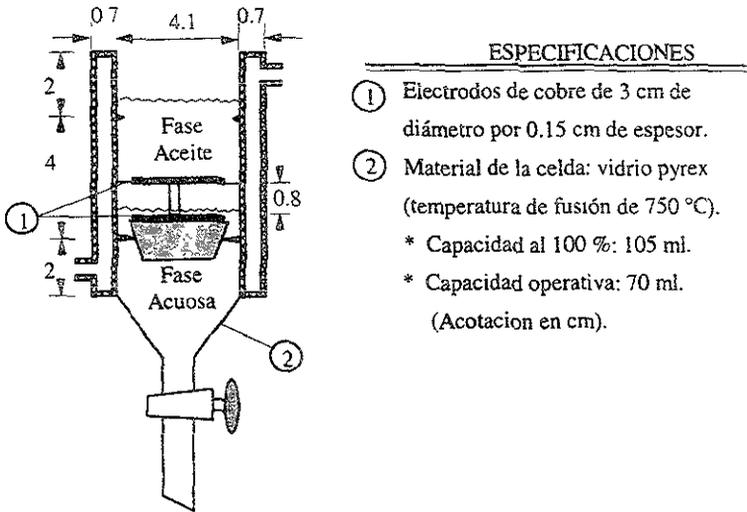


Figura 3.8. Especificaciones del equipo experimental.

Este equipo conocido comúnmente como electrodeshidratador (celda), se construyó con material de vidrio pyrex. El tamaño se definió en base al campo eléctrico requerido en la deshidratación del petróleo crudo, la cual se encuentra en el intervalo de 400 a 800 V/cm (Lucas R. N., 1976). Esta intensidad de campo se puede alcanzar con un determinado voltaje, variando la distancia de separación de los electrodos.

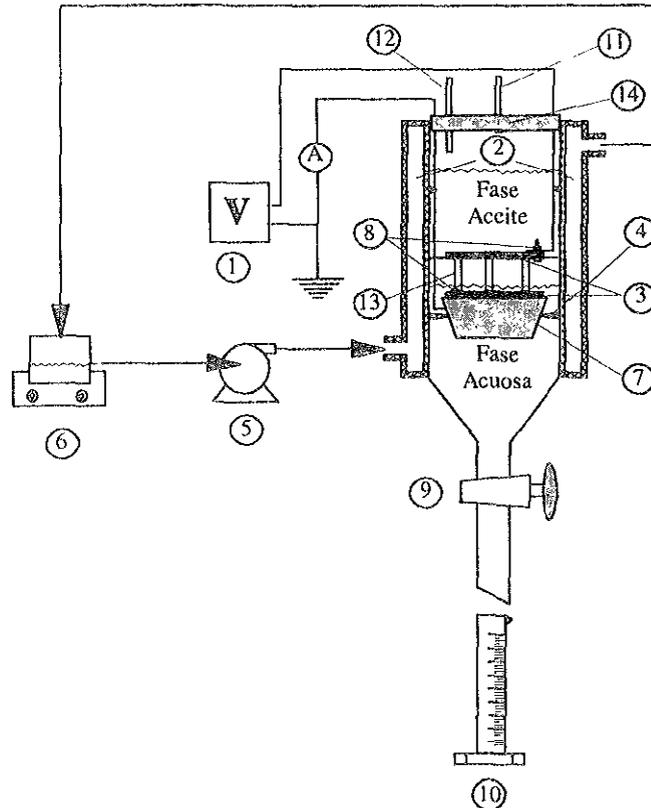
Como la fuente de poder que se utilizó experimentalmente proporcionaba un voltaje de 0 a 400 V, se fijó un espacio entre los electrodos de 0.8 cm. Esto permitió variar el área de los electrodos con la finalidad de conservar bajas densidades de corriente. aún con altos voltajes.

Debido a la dificultad que presenta el estudio de las emulsiones, el equipo se diseñó para un volumen más próximo a  $100 \text{ cm}^3$  (Tadashi H., et al., 1988). Puesto que el diámetro del tubo de vidrio comercialmente en existencia es de 4.1 cm, se consideró de 8 cm la altura de la celda. Por consiguiente, el área de sección transversal es de  $13.2 \text{ cm}^2$  y el volumen total del equipo es de  $105 \text{ cm}^3$ .

Considerando que los electrodos deben estar horizontalmente dentro de la celda, se dejó un espacio entre la pared de la celda y cada electrodo de 0.5 cm, por lo que el diámetro de los electrodos es de 3 cm. Este equipo se construyó en el taller de vidrio de la Facultad de Química de la UNAM.

### 3.2.3 Descripción del equipo experimental

La integración de las partes del equipo experimental, incluyendo los accesorios, se muestra en la figura 3.9. Para su operación se suministró el voltaje con una fuente de poder "Regulate H. V. Power supply Mod. Sp-17", cuyo intervalo de voltaje, como ya se mencionó, es de 0 a 400 V en corriente continua (1). Cada terminal de esta fuente se conectó a los electrodos de cobre (Tadashi H., et al., 1988) (3), mediante cables que resisten hasta 600 V. Los cables se conectaron a los electrodos mediante tornillos (8). Esta conexión se realizó en la cercanía de la circunferencia del electrodo para mantener una considerable distribución de corriente (Goodridge F., Scott K., 1995). El espacio de los electrodos se conservó fijo con un espaciador de plástico (13). Este espaciador se ubicó en la circunferencia de los electrodos (fuera del campo eléctrico). El electrodo del fondo (positivo) se fijó en una base de hule para conservarlo rígido (7), el cual a su vez se fijó a la celda con soportes (4).



### NOMENCLATURA

- 1 Fuente de poder (0 - 400 V)
- 2 Chaqueta.
- 3 Electrods de cobre.
- 4 Soportes.
- 5 Bomba de recirculación.
- 6 Parrilla de calentamiento con termostato.
- 7 Base de hule (Base inferior = 2.4 cm, base superior = 3.4 cm, altura = 1.6 cm).
- 8 Tornillos de los electodos (Diámetro = 2 mm).
- 9 Válvula.
- 10 Colector de agua.
- 11 Colmna de agua.
- 12 Termómetro.
- 13 Espaciador de plástico.
- 14 Tapa

Figura 3.9. Equipo experimental y accesorios.

Para controlar la temperatura se adaptó una chaqueta con un espacio anular de 0.7 cm conectada a una parrilla con termostato para mantener la temperatura constante (2). El termómetro que permitió observar la temperatura (12), está sujeto a la celda mediante la tapa (14). Justo en el centro de esta se adaptó una columna de vidrio (11) llena de agua para amortiguar los incrementos de presión.

Como medio de calentamiento se recirculó agua mediante una bomba (5) marca "Cole-Parmer Mod. 7518-10", la cual se ajustó a un flujo de 230 cm<sup>3</sup>/min. El agua se calentó mediante una parrilla con agitación (6) marca "Termolyne Mod. 10258", con un intervalo de temperatura de 0 a 300 °C.

Para controlar el nivel de la fase acuosa se adaptó una válvula (9) operada manualmente. La cantidad de agua eliminada se colectó con una probeta (10).

## CAPITULO 4

### RESULTADOS Y DISCUSION

#### 4.1 Procedimiento experimental

El sistema de estudio está constituido por dos fases: La primera de ellas es una solución acuosa de sulfato de cobre emulsionada en el crudo Maya. La segunda es la fase acuosa con sal (salmuera). En la figura 4.1, se muestra la ubicación de las fases en el sistema.

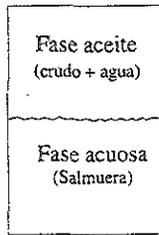


Figura 4.1. Identificación de las fases del sistema.

##### 4.1.1 Preparación de la emulsión

El estudio experimental de la deshidratación electrostática del crudo Maya, requirió controlar las condiciones de la emulsión, por esto, se prepararon emulsiones agua en crudo Maya (W/O). El agua empleada para preparar la emulsión de crudo, consistió de una solución acuosa de sulfato de cobre pentahidratado ( $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ) con 0.08 M de concentración. La conductividad de esta solución fue de 34 ms, medida con un conductímetro digital "Conductronic CL 8". La adición del sulfato de cobre (electrólito) se empleó con la finalidad de condicionar la carga eléctrica de las gotas de agua emulsionada. Se utilizó este electrólito por facilidad en su manejo, aunque pudieron utilizarse otras sustancias inorgánicas (Fujinawa K., et al., 1984).

Con la solución de sulfato de cobre se prepararon  $600 \text{ cm}^3$  de emulsión de crudo Maya, en las proporciones en volumen del 10 %, 15 %, 20 % y 25 % de solución. La mezcla se agitó a 600 r.p.m en un agitador "Termlyne Mod. 10258", a una temperatura

de 45 °C durante 4 horas. Después de agitar, las emulsiones se dejaron en reposo por más de 48 horas, período en el cual no se observó separación de las fases por sedimentación. Los porcentajes de agua se eligieron en base a la cantidad máxima de agua presente en el petróleo crudo debido a la inundación con salmuera (Lucas R. N., 1976).

Para la fase acuosa utilizada en los experimentos llevados a cabo con el electrodeshidratador, se prepararon soluciones acuosas de cloruro de sodio (NaCl) con 0.1, 0.4 y 0.6 M de concentración.

El cloruro de sodio no se sustituyó en ningún caso por otro electrólito, sin embargo, en la literatura pueden encontrarse pruebas del efecto de otras sales (Fujinawa K., et al., 1984).

#### 4.1.2 Ajuste del equipo experimental

Como ya se mencionó en la sección 3.2.2, el volumen del equipo experimental es de 105 cm<sup>3</sup>, el cual se operó a 70 cm<sup>3</sup> de su capacidad. De este volumen correspondió 38 cm<sup>3</sup> a la solución acuosa de NaCl y 32 cm<sup>3</sup> de emulsión de crudo, para todas las experiencias. El volumen de la solución de cloruro de sodio se disminuyó conforme se varió el nivel de la fase acuosa ( ver figura 4.2), pero el volumen de crudo tratado siempre fue el mismo para todas las experiencias.

Se realizó una prueba de deshidratación con el electrodeshidratador durante una hora, con una emulsión de crudo de 25 % de agua (W) a una temperatura de 20 °C y un voltaje de 200 V. La finalidad de esta prueba fue ajustar el intervalo de variación del nivel de la fase acuosa para deshidratar la emulsión. Tomando como referencia el fondo de la sección regular del electrodeshidratador como se muestra en la figura 4.2, el nivel de la fase acuosa se disminuyó desde un nivel inicial de 3.1 cm, el cual se encuentra justo en la superficie del electrodo positivo, hasta un nivel mínimo de 1.5 cm justo al nivel inferior de la base de hule. Este ajuste resultó de la disminución de la densidad de corriente, la cual normalmente varió en el intervalo de 30 mA hasta valores muy pequeños conforme transcurrió el tiempo de operación, presentando valores altos al

inicio de la operación y bajos al finalizar. Por ejemplo, la disminución de la intensidad de corriente mostrada en la figura 4.3, para 300 V fue desde 10 mA hasta valores cercanos a cero.

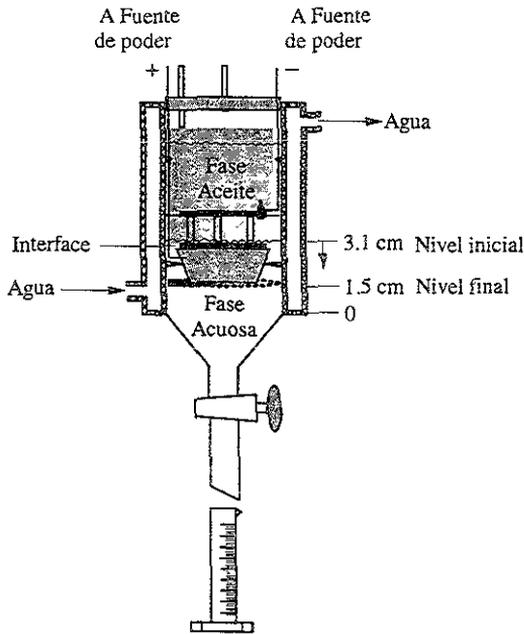


Figura 4.2. Equipo experimental mostrando la interfase entre el crudo y la variación del nivel de la fase acuosa.

Un valor de la intensidad de corriente cercano a cero indica que la cantidad de agua restante en el crudo (emulsionada) ya no se separa con el voltaje aplicado.

Al finalizar el experimento se recolectó en una probeta el volumen de agua inicial más el volumen de agua eliminado del crudo. Este último volumen se determinó por diferencia de los volúmenes utilizando para mayor precisión una jeringa graduada.

Mediante estas pruebas se encontró que el tiempo de deshidratación y la variación del nivel de la fase acuosa dependen de la cantidad de agua presente en el crudo y el voltaje aplicado. El intervalo de variación de la fase acuosa es la misma para todas las

experiencias, pero el tiempo es diferente. Este procedimiento se repitió en todas las pruebas experimentales aquí discutidas.

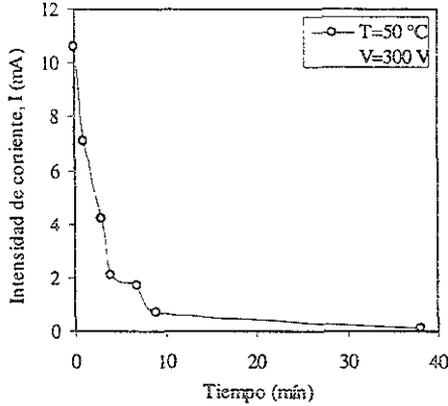


Figura 4.3 Variación de la intensidad de corriente con el tiempo  
( $C_e=0.1\text{ M}$ ,  $C_s=0.3\%$ ,  $W=10\%$ ).

#### 4.1.3 Rapidez de deshidratación

La rapidez de deshidratación está dada por el volumen de agua ( $V_d$ ) eliminado de la emulsión de crudo en un intervalo de tiempo ( $t$ ) ( Hano T., et al., 1988),

$$r = \frac{V_d}{t} \tag{4.1}$$

Los resultados obtenidos de cada corrida experimental, correspondieron al volumen de agua eliminado del crudo ( $V_d$ ), en un tiempo específico ( $t$ ). Por tanto, el cociente de estos dos valores correspondió a un valor puntual de la rapidez. La representación de varios valores en un gráfico contra la variable en estudio (por ejemplo la temperatura) representa el comportamiento de la rapidez de deshidratación respecto a dicha variable.

#### 4.1.4 Selección del desemulsificante mediante campo eléctrico

Para la deshidratación por campo eléctrico es necesario seleccionar el desemulsificante mas adecuado, debido a que las condiciones difieren con respecto a la deshidratación por temperatura (ver sección 2.8.i).

Se realizaron tres experiencias de deshidratación por campo eléctrico para la selección del desemulsificante. En estos tres experimentos se mezcló cada desemulsificante con una muestra de crudo a 300 r.p.m y 20 °C durante 15 minutos. Esta mezcla se vertió en el electrodeshidratador para su deshidratación a 40 °C durante 1 hora. Se utilizó el crudo con 11 % de agua emulsionada (W) y 0.3 % de desemulsificante (C<sub>s</sub>). La concentración de sal en el nivel de la fase acuosa (C<sub>e</sub>) fue de 0.1 M. Con estas condiciones se aplicó un voltaje (V) de 390 V. La deshidratación se llevó a cabo variando el nivel de la fase acuosa durante la operación.

Los resultados se muestran en la tabla 4.1, los cuales están escritos en orden descendente del porcentaje de deshidratación (P<sub>d</sub>) definido por la ecuación (2.2). En esta prueba también se obtuvieron los mejores resultados con el desemulsificante NF-900, como se ilustra en la figura 4.4. Al comparar estos resultados con los obtenidos por deshidratación por temperatura (ver tabla 2.2), se observa que se obtienen valores mas altos del porcentaje de deshidratación por campo eléctrico. Por otro lado, también en estas condiciones no se obtienen resultados favorables con el desemulsificante kemelix, el cual fue insoluble en el crudo a 20 °C.

Tabla 4.1. Volumen de agua eliminado utilizando diferentes desemulsificantes a 40 °C y un voltaje de 390 V.

Desemulsificante	Volumen de agua eliminado, V <sub>d</sub> (cm <sup>3</sup> )	Porcentaje de deshidratación, P <sub>d</sub> (%)
NF-900	1.1	31.25
NF-6	0.8	22.73
NF-12	0.4	11.36
Kemelix	Insoluble	Insoluble

Valores constantes C<sub>e</sub> = 0.1 M NaCl, W = 11 %, t = 60 mn.

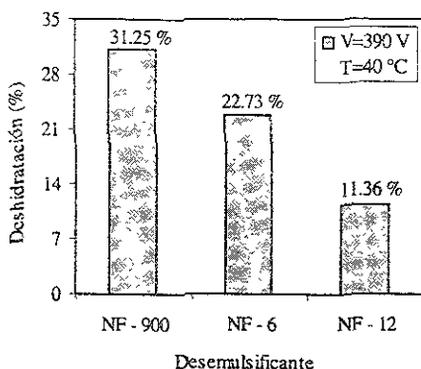


Figura 4.4. Porcentaje de deshidratación para los desemulsificantes probados ( $C_e=0.1$  M,  $C_s=0.3$  %,  $W=11$  %).

## 4.2 Resultados experimentales

Utilizando la definición de la rapidez y del porcentaje de deshidratación, se estudió cómo afecta a la rapidez de deshidratación del crudo Maya cada una de las siguientes variables:

- Voltaje (V).
- Concentración de cloruro de sodio en la fase acuosa ( $C_e$ ).
- Concentración del desemulsificante ( $C_s$ ).
- Cantidad de agua de dilución (D).
- Temperatura (T).
- Cantidad de agua emulsionada (W).

Estas variables se han seleccionado en base a los trabajos con emulsiones de productos derivados del petróleo (Fujinawa K., et al., 1988) y en base a las condiciones de operación de la deshidratación y desalado del petróleo crudo (Lucas R. N., 1976).

Como se mencionó en la sección 2.6, las propiedades de volumen son función de la temperatura. Por esto, solo se han considerado las variables anteriores. Sin embargo, hay que tener presente que el aumento de los °API con la temperatura (ver figura 2.3) aumenta la rapidez de deshidratación, debido a que se reduce su viscosidad. Por esto, un crudo ligero se deshidrata a mayor rapidez que uno pesado

#### 4.2.1 Efecto del voltaje

El efecto del voltaje se estudió variando únicamente el voltaje y manteniendo constante las demás variables en la deshidratación electrostática. Se realizaron cinco experimentos en el intervalo de voltaje de 200 a 390 V y una temperatura de 40 °C, mezclando previamente el crudo con el 0.3 % en volumen de desémulsificante ( $C_s$ ), agitando a 300 r.p.m y a una temperatura constante de 20 °C. La cantidad de agua en el crudo utilizado ( $W$ ) fue del 10 % en volumen. Bajo estas condiciones la emulsión se deshidrató en un intervalo de una hora. Los resultados de volumen y rapidez de deshidratación para cada experiencia se muestran en la tabla 4.2a. En esta tabla se observa que el volumen de agua eliminado aumenta conforme se aumenta el voltaje aplicado.

**Tabla 4.2a.** Efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación a 40 °C y 10 % de agua emulsionada en el crudo.

Voltaje (V)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ ( $\text{cm}^3$ )	Rapidez, $r$ ( $\text{cm}^3/\text{min}$ )
200	0.5	0.0083
250	0.8	0.0133
300	0.9	0.0150
350	1.0	0.0167
390	1.1	0.0183

Valores constantes:  $C_e = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.3$  % NF-900,  $t = 60$  min.

Enseguida se realizaron tres experiencias bajo las mismas condiciones, pero ahora se aumentó el volumen de agua emulsionada en el crudo a 25 % y se disminuyó el porcentaje de desmulsificante a 0.17 %. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.2b, en la que se observa que el tiempo de deshidratación no es el mismo para cada experimento, como sucedió en los experimentos anteriores. Esta diferencia se debe en gran medida al porcentaje inicial de agua emulsionada en el crudo.

**Tabla 4.2b.** Efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación a 40 °C y 25 % de agua emulsionada en el crudo.

Voltaje (V)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Tiempo t (min)	Rapidez, r (cm <sup>3</sup> /min)
100	0.3	153	0.00196
200	0.8	25	0.03200
300	2.5	34	0.07353

Valores constantes.  $C_e = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.17$  % NF-900.

Con el fin de entender mejor el efecto de voltaje en la rapidez de deshidratación, se ilustra en la figura 4.5 el valor de la rapidez de deshidratación en función del voltaje para las dos serie de experimentos. En esta figura se muestra la ventaja que tiene deshidratar el crudo Maya con porcentajes de agua emulsionada cercanos al 25 %.

La figura 4.6 muestra que la rapidez de deshidratación aumenta de forma lineal cuando el valor del voltaje se eleva a un exponente de 0.5. Por lo tanto, r es proporcional a  $V^{0.5}$  e independiente de los otros factores que se conservaron constantes (Fijunawa K., et al., 1984).

#### 4.2.2 Efecto de la concentración del cloruro de sodio en la fase acuosa

El efecto de la concentración del electrólito presente en la fase acuosa se estudió variando únicamente la concentración de cloruro de sodio (NaCl) en cada experiencia. Estos experimentos se realizaron a 300 V y los tiempos de tratamiento fueron diferentes para cada corrida experimental. En la tabla 4.3 se muestran los resultados junto con las condiciones experimentales que se conservaron constantes.

En el primero de los cuatro experimentos se utilizó agua desionizada cuya concentración de NaCl es igual a cero. La temperatura se fijó de 50 °C, pues la experiencia muestra que a partir de este valor se obtiene un volumen mínimo de deshidratación como se muestra en la tabla 4.3.

En la figura 4.7 se muestra el comportamiento de la rapidez con respecto a la concentración de sal. Se observa que al aumentar la concentración de sal se incrementa la rapidez de deshidratación del crudo. Esto es más evidente al comparar los resultados obtenidos con el agua desionizada y una concentración de sal de 0.6 M.

En la figura 4.8 se ilustra el comportamiento lineal del efecto de la concentración de electrólito sobre la rapidez de deshidratación. Esta indica que la rapidez aumenta proporcionalmente con la concentración de sal elevado a un exponente de 0.4.

**Tabla 4.3.** Efecto de la concentración de sal (NaCl) sobre la rapidez de deshidratación a 50 °C y un voltaje de 300 V.

Sal, $C_e$ (M)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Tiempo, $t$ (min)	Rapidez, $r$ (cm <sup>3</sup> /min)
0.0	0.1	65	0.00154
0.1	0.7	78	0.00897
0.4	0.8	60	0.01333
0.6	0.7	43	0.01628

Valores constantes. W = 10 %, Cs = 0.17 % NF-900.

### 4.2.3 Efecto de la concentración del desemulsificante

Para investigar el efecto de la concentración del desemulsificante se varió el porcentaje de desemulsificante para cada experimento. Se utilizó el desemulsificante NF-900, el cual se mezcló previamente con el crudo. La mezcla se agitó a 300 r.p.m y a una temperatura constante de 20 °C durante 15 minutos. Esta prueba se llevó a cabo con una emulsión de 10 % de agua, al cual se aplicó un voltaje (V) de 300 V y una temperatura de deshidratación de 50 °C. En la tabla 4.4 se presentan los resultados para cada una de las concentraciones de desemulsificante comúnmente empleadas en desemulsificación (Fujinawa K., et al., 1984).

**Tabla 4.4.** Efecto del desemulsificante sobre la rapidez de deshidratación a 50 °C y un voltaje de 300 V.

Desemulsificante, C <sub>s</sub> (%)	Volumen de agua eliminado, V <sub>d</sub> (cm <sup>3</sup> )	Tiempo, t (min)	Rapidez, r (cm <sup>3</sup> /min)
0.00	0.2	55	0.00364
0.05	0.3	30	0.01000
0.17	0.7	60	0.01167
0.30	1.3	60	0.02167

Valores constantes: W = 10 %, C<sub>s</sub> = 0. M NaCl.

En la figura 4.9 se ilustra la rapidez de deshidratación (r) en función de la concentración del desemulsificante (C<sub>s</sub>). Se observa que el desemulsificante incrementa la rapidez gradualmente. Se utilizaron concentraciones bajas con el fin de economizar el desemulsificante ya que no es conveniente trabajar con porcentajes altos debido al costo del mismo. Además, los altos porcentajes de desemulsificante no son convenientes pues presentan efectos desfavorables, esto es, los surfactantes solubles en agua actúan como emulsificantes cuando su concentración es demasiado alta. En otras palabras, se invierten las fases (Sontang H., Streng K., 1972). Por otro lado, las concentraciones muy pequeñas producen un resultado similar.

En la figura 4.10 se muestra en escala logarítmica el comportamiento lineal del efecto del desemulsificante en la rapidez. A partir de la pendiente de la recta (Russel W. T., Deen M. M., 1972) se encontró que la rapidez aumenta proporcionalmente con la concentración de desemulsificante elevado a un exponente de 0.4. Este comportamiento depende del tipo de desemulsificante.

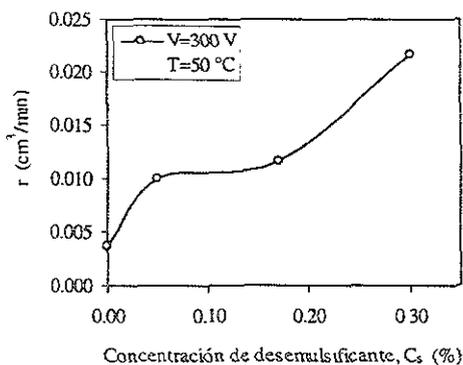


Figura 4.9. Efecto de  $C_s$  en la rapidez de deshidratación ( $C_e=0.1$  M,  $W=10$  %).

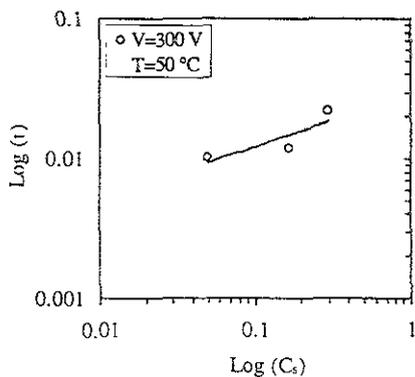


Figura 4.10. Efecto del desemulsificante sobre la rapidez de deshidratación ( $C_e=0.1$  M,  $W=10$  %).

#### 4.2.4 Efecto de la cantidad de agua de dilución

El término dilución se refiere a la adición de un líquido a una solución. Este término se emplea aquí para indicar el efecto de diluir la concentración de sal en el agua emulsionada, añadiendo una cantidad de agua dulce a la emulsión de crudo. Este proceso se le conoce como desalado del petróleo crudo, en el cual es más común el término "agua de lavado". Este último término se deriva del hecho de que al adicionar una cantidad de agua al crudo y con esto diluir la concentración de sal, se realiza una operación de "lavado" del petróleo. Si el mezclado es adecuado, el agua de dilución incrementa el tamaño de las gotas del agua emulsionada. Para simplificar, al agua utilizada en el lavado de crudo (desalado), se indicará como agua de dilución.

El estudio del efecto de la dilución en la rapidez de deshidratación se llevó a cabo mezclando el agua con la emulsión de crudo y agitando a 300 r.p.m y una temperatura de 20 °C durante 15 minutos. Esta mezcla se sometió a deshidratación con un voltaje de 390 V y 40 °C, para el cual se utilizó 0.3% de desmulsificante ( $C_s$ ). El tiempo de deshidratación fue de una hora.

La tabla 4.5 muestra los resultados del volumen de agua eliminado obtenidos con los porcentajes de agua de dilución usados más comúnmente en las aplicaciones de desalado de crudo en las refinerías (Chawla M. L., 1987). También se muestran los porcentajes de deshidratación correspondientes a cada volumen de agua eliminado. En este caso, el porcentaje de deshidratación está referido únicamente a la cantidad de agua originalmente presente en el crudo. Para esto, al volumen de agua eliminado se le resta el volumen de agua de dilución adicionado y el resultado se divide por el volumen de agua en la emulsión original, en este caso es de 10 % ( $3.2 \text{ cm}^3$ ). Por ejemplo, el volumen de agua de  $2.4 \text{ cm}^3$ , se le resta  $1.05 \text{ cm}^3$ , el cual resulta ser de  $1.35 \text{ cm}^3$ . Este último valor se divide por  $3.2 \text{ cm}^3$  y el resultado se multiplica por 100 %, resultando de 42.2 %.

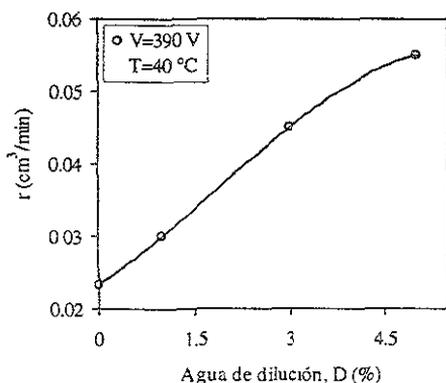
Los resultados expresados en función del porcentaje de deshidratación muestran un máximo cuando el agua de dilución es de 3 %. Es decir, se obtiene un porcentaje de deshidratación menor al usar 5 % de agua de dilución que al usar 3%, sin embargo, la rapidez de deshidratación aumenta con el volumen de dilución.

**Tabla 4.5.** 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 eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Deshidratación, $P_d$ (%)	Rapidez, r (cm <sup>3</sup> /min)
%	cm <sup>3</sup>			
0	0.00	1.1	34.4	0.018
1	0.35	1.5	35.6	0.025
3	1.05	2.4	42.2	0.040
5	1.75	3.0	39.1	0.050

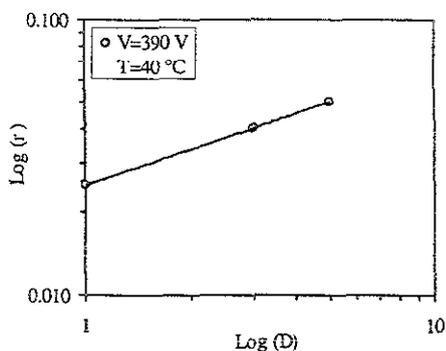
Valores constantes:  $C_c = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.3$  % NF-900,  $V = 390$  V,  $t = 60$  min.

La figura 4.11 muestra el comportamiento de la rapidez de deshidratación debido al efecto de dilución. A partir de esta figura se observa que para un intervalo del porcentaje de agua de dilución de 0 a 5 %, la rapidez de deshidratación aumenta conforme este porcentaje. Esto se debe a que el aumento del tamaño de las gotas de agua emulsionada aumenta la coalescencia. Se observa también la dificultad de llevar a cabo la deshidratación sin agua de dilución ( $D=0$ ).



**Figura 4.11.** Efecto de la cantidad de agua de dilución en la rapidez de deshidratación ( $C_c = 0.1$  M,  $C_s = 0.3$  %,  $W = 10$  %).

El comportamiento en escala logarítmica se ilustra en la figura 4.12. A partir de la pendiente de la recta (Russel W. T., Deen M. M., 1972) se encontró que la rapidez aumenta linealmente al aumentar el porcentaje de dilución elevado al exponente de 0.4. Por lo que  $r$  se incrementa conforme  $D^{0.4}$ .



**Figura 4.12.** Efecto del agua de dilución sobre  $r$  en escala logarítmica ( $C_e=0.1$  M,  $C_s=0.3$  %  $W=10$  %).

#### 4.2.5 Efecto de la temperatura

El efecto de la temperatura en la rapidez de deshidratación se estudió suministrando calor al sistema con agua calentada con una parrilla marca "Termolyne Mod. 10258". Se realizaron dos series de experiencias en un intervalo de temperatura de 30 a 60 °C para la primera y de 40 a 60 °C para la segunda con incrementos de 10 °C. La primera serie se llevó a cabo a 390 V y 0.3 % en volumen de desemulsificante ( $C_s$ ). La segunda serie de experiencias se realizó a 300 V y 0.17 % en volumen de desemulsificante.

Para la primera serie de experiencias el proceso se completó en una hora. En la tabla 4.6a se presentan los resultados a las condiciones indicadas, en la que se observa un aumento de la rapidez con respecto a la temperatura en la deshidratación del crudo Maya.

Tabla 4.6a. Efecto de la temperatura en rapidez de deshidratación a 390 V y 10 % de agua en la emulsión.

Temperatura, T (°C)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Rapidez, r (cm <sup>3</sup> /min)
30	0.4	0.0067
40	1.1	0.0183
50	1.3	0.0217
60	1.5	0.0250

Valores constantes:  $C_e = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.3$  % NF-900

En la tabla 4.6b se presentan los resultados para la segunda serie de experiencias. En este caso el tiempo de tratamiento varió debido al voltaje utilizado, sin embargo el comportamiento en el volumen y la rapidez de deshidratación con respecto a la temperatura es similar al de la primera serie de experimentos.

Tabla 4.6b. Efecto de la temperatura en la rapidez de deshidratación 300 V y 10 % de agua en la emulsión.

Temperatura, T (°C)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Tiempo, t (min)	Rapidez, r (cm <sup>3</sup> /min)
40	0.4	0.0033	120
50	0.7	0.0090	78
60	0.9	0.0273	33

Valores constantes:  $C_e = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.17$  % NF-900.

La figura 4.13 muestra el comportamiento para cada caso, en los cuales se observan comportamientos exponenciales. Esto indica que, al hacer el gráfico en escala semilogarítmica de r contra el inverso de la temperatura ( $1/T$ ) (ver figura 4.14), se obtienen líneas rectas cuyas pendientes indican el factor exponencial de T en r. Este comportamiento se representa por una expresión de Arrhenius (Hano T., et al., 1988). En este caso se toma en cuenta la pendiente de menor inclinación que corresponde al obtenido con 390 V, la cual es de -1932.4. Este valor se expresa en función de la constante universal de los gases (R). Al utilizar un valor de R de 8.314 J/mol K, se obtiene un factor exponencial de -16066 J/mol.

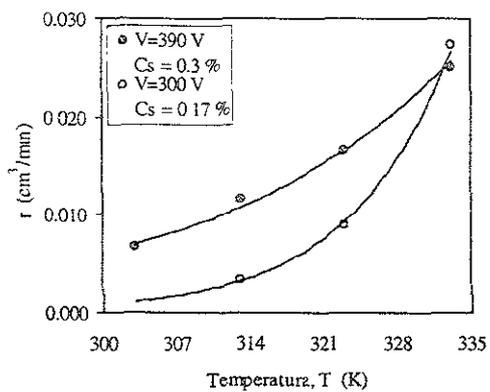


Figura 4.13. Efecto de la temperatura sobre la rapidez de deshidratación ( $C_c=0.1$  M,  $W=10$  %)

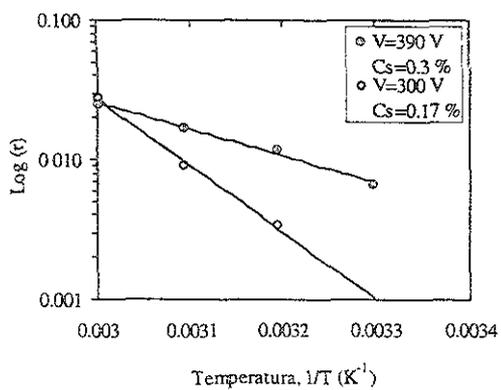


Figura 4.14 Efecto de la temperatura sobre r en escala semilogarítmica ( $C_c=0.1$  M,  $W=10$  %).

La forma de las curvas de la figura 4.13 indica la dificultad que presenta la deshidratación al usar cada una de las condiciones mostradas. Es decir, es más rápido deshidratar con 390 V y 0.3 % de desemulsificante que con 300 V y 0.17 % de desemulsificante, si se varía la temperatura del proceso.

#### 4.2.6 Efecto de la cantidad de agua emulsionada

Debido a que la cantidad de agua emulsionada en el crudo también es una variable importante, su efecto se estudió utilizando el crudo con diferentes porcentajes de agua emulsionada. Esta prueba se llevó a cabo a una temperatura de 40 °C aplicando un voltaje de 300 V y 0.17 % de desemulsificante. Bajo estas condiciones el tiempo de deshidratación varió para cada corrida experimental. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.7 junto con las condiciones experimentales que se conservaron constantes. Observamos que el tiempo de tratamiento disminuye considerablemente con el aumento en el porcentaje de agua emulsionada inicialmente, lo cual es conveniente para acelerar el proceso. Esto se debe al aumento del diámetro de las gotas de agua, el cual acelera su coalescencia.

**Tabla 4.7.** Efecto del porcentaje de agua emulsionada sobre la rapidez de deshidratación a 300 V y 40 °C.

Agua emulsionada, W (%)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Tiempo, $t$ (min)	Rapidez, $r$ (cm <sup>3</sup> /min)
10	0.4	120	0.0033
15	1.7	80	0.0213
20	2.8	46	0.0609
25	2.5	34	0.0736

Valores constantes  $C_c = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.17$  % NF-900

La figura 4.15 muestra el comportamiento de la rapidez con respecto al porcentaje de agua emulsionada. Con 300 V y más del 20 % de agua emulsionada (W) es difícil conservar invariable la intensidad de corriente, por lo que la variación del nivel de la fase acuosa es más frecuente. Esto indica que a medida que aumenta la cantidad de agua emulsionada se dificulta la operación del equipo. Sin embargo, la rapidez aumenta con porcentajes altos de agua emulsionada.

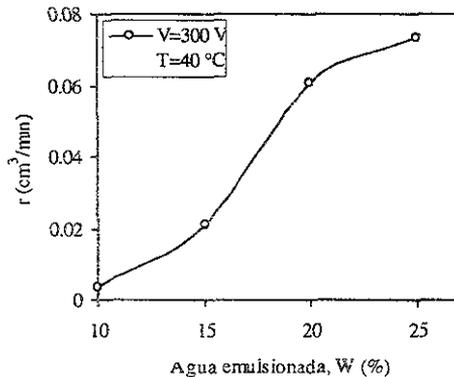


Figura 4.15. Efecto del agua emulsionada en la rapidez de deshidratación ( $C_e=0.1$  M,  $C_s=0.17$  %).

La figura 4.16 muestra el comportamiento de la rapidez de deshidratación con respecto al porcentaje de agua emulsionada en forma lineal. En esta figura se indica que la rapidez aumenta conforme al porcentaje de agua emulsionada elevado a un exponente de 0.4.

La dependencia del agua emulsionada en la rapidez de deshidratación encierra muchos factores, tales como el mezclado, miscibilidad del desemulsificante en la fase acuosa y las propiedades del crudo.

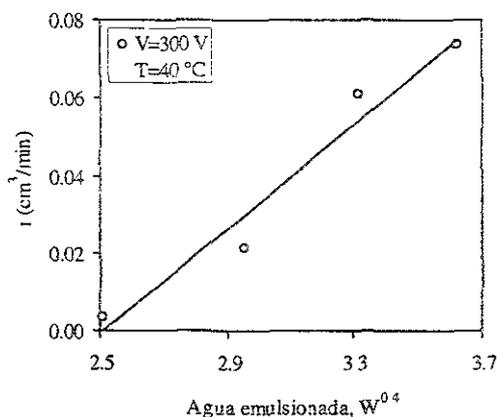


Figura 4.16. Efecto del agua emulsionada sobre  $r$  en forma lineal ( $C_e=0.1$  M,  $C_s=0.17$  %).

#### 4.2.7 Variación del nivel de la fase acuosa

Como se mencionó en la sección 4.1.2, cuando la fase acuosa se encuentra entre los dos electrodos se incrementa la densidad de corriente, por lo que es necesario variar el voltaje o el nivel de la fase acuosa. Esto indica que no es posible que permanezcan constantes las tres variables cuando el porcentaje de agua emulsionada es alto, por lo que se dificulta estudiar el efecto del nivel de la fase acuosa bajo estas condiciones.

El nivel de la fase acuosa se refiere al nivel de agua en el electrodeshidratador medido desde la superficie regular (ver figura 4.17) hacia la parte superior. Con el propósito de observar el comportamiento de esta variable, se realizaron tres experimentos con una emulsión del 20 % de agua en el crudo y 0.17 % de desemulsificante. Las pruebas se llevaron a cabo a 40 °C y un voltaje de 300 V. Los resultados se muestran en la tabla 4.8.

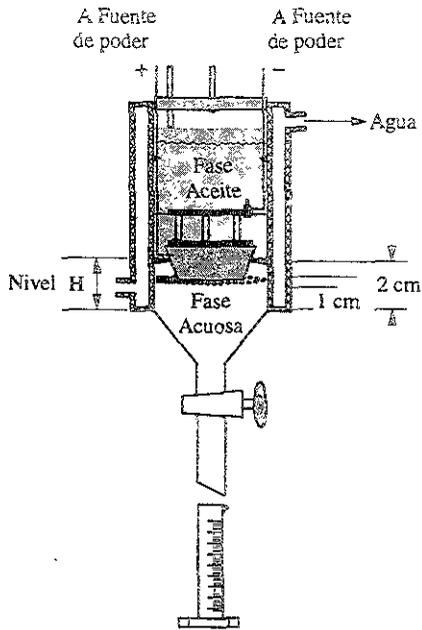


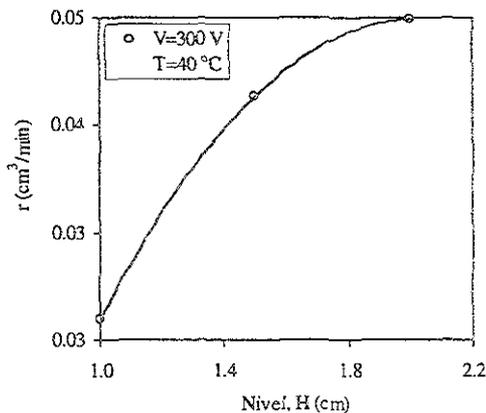
Figura 4.17. Equipo experimental mostrando los niveles de la fase acuosa más adecuados para la deshidratación del crudo maya.

Tabla 4.8. Efecto de la variación de la fase acuosa sobre la rapidez de deshidratación a 300 V y 40 °C.

Nivel, H (cm)	Volumen de agua eliminado, $V_d$ (cm <sup>3</sup> )	Tiempo, $t$ (min)	Rapidez, $r$ (cm <sup>3</sup> /min)
1.0	1.9	67	0.028
1.5	3.0	70	0.043
2.0	2.3	48	0.048

Valores constantes:  $C_e = 0.1$  M NaCl,  $C_s = 0.17$  % NF-900,  $W=20$  %

Debido a que el nivel es constante para las experiencias mostradas en la tabla 4.8, el tiempo de deshidratación varió de acuerdo al nivel estudiado, el cual se refleja en la rapidez de deshidratación. El comportamiento se muestra en la figura 4.18. Para los niveles de la fase acuosa estudiados se observó un aumento de la rapidez con respecto al aumento en el nivel. Para valores de H hasta 2 cm la operación es posible, sin embargo, con valores de H mayor a los 2 cm se presentan problemas de cortocircuito al inicio de la operación, por lo que el equipo queda fuera de operación para proteger la fuente de poder.



**Figura 4.18.** Rapidez de deshidratación en función del nivel de la fase acuosa ( $C_e=0.1 M$ ,  $C_s=0.17 \%$ ,  $W=20 \%$ ).

## 4.3 Discusión

### 4.3.1 Estimación de la rapidez de deshidratación del crudo Maya

A partir de los resultados experimentales se dedujo un modelo para estimar la rapidez que incluye los efectos de las variables estudiadas. Este modelo está representado mediante la siguiente expresión:

$$r = K V^{0.5} \exp\left(-\frac{16066}{RT}\right) D^{0.4} W^{0.4} C_s^{0.4} C_e^{0.4} \quad (4.3)$$

Donde R es la constante universal de los gases en unidades de J/(mol K) y K es una constante que depende del electrólito presente en el agua emulsionada así como el electrólito en el nivel de la fase acuosa. Por ejemplo, la constante fue de 1.022 para las condiciones de 0.08 M  $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ ,  $C_e = 0.1$  M, cuando se utiliza cloruro de sodio como electrólito. Para otras condiciones, se deben disponer de datos de rapidez para calcular el valor de la constante.

Agrupando los términos semejantes, el modelo se reduce a la siguiente expresión:

$$r = K V^{0.5} \exp\left(-\frac{16066}{RT}\right) (D C_s C_e W)^{0.4} \quad (4.4)$$

Este modelo es válido en los casos en que se aplique agua de dilución (desalado del crudo) y desemulsificante, además de temperatura. Así como para porcentajes de agua emulsionada menores al 10 %, debido a que presenta una alta sensibilidad a esta variable. Con estas consideraciones la rapidez predicha por este modelo se encuentra en una precisión de  $\pm 10\%$  con respecto a los resultados experimentales, como se muestra en la figura 4.19, el la cual se ha representado en escala logarítmica la rapidez experimental contra la rapidez calculada.

La expresión (4.4) indica la importancia que tienen las variables en el proceso. La temperatura tiene un efecto muy pronunciado, seguida de las variables restantes. Esto se debe a que es un proceso combinado de deshidratación, donde en primer lugar está la aplicación de temperatura, el voltaje y el agente químico. Se observa en el modelo encontrado que las variables que tienen el mismo exponente están relacionadas con la fase acuosa.

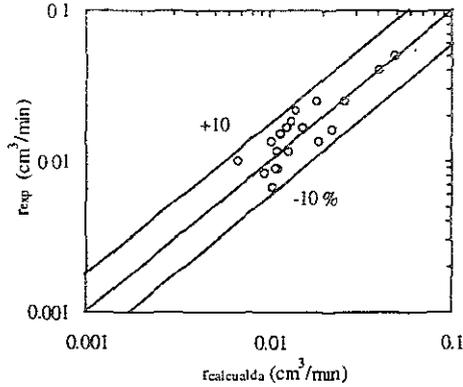


Figura 4.19. Comparación de la rapidez de deshidratación calculada y observada.

#### 4.3.2 Comparación con otros métodos de deshidratación

El proceso para deshidratar el crudo Maya presentado en este estudio, es una combinación de los métodos eléctrico, químico, térmico e incluye considerablemente al proceso de sedimentación por gravedad, debido a que este último influyó en la precipitación de las gotas una vez ocurrida la coalescencia. Por tanto, éste proceso integrado supera el rendimiento de cualquier proceso si se emplearan aisladamente.

La aplicación del proceso integrado al desalado del crudo Maya en refinería es mas adecuado que la deshidratación en campo. En este último, es más recomendable aplicar la sedimentación por gravedad, debido al pronunciado efecto que tiene la temperatura en la deshidratación del crudo Maya.

#### 4.3.3 Condiciones que favorecen la deshidratación

Se ha visto que el sistema aumenta considerablemente la densidad relativa con la temperatura (disminución de los °API). Esto se debe a la pérdida de hidrocarburos ligeros, por lo que en estas condiciones es más difícil de separar la emulsión. Por consiguiente, la presión y la temperatura son factores que favorecen considerablemente la deshidratación.

De los experimentos realizados, se observó que la variación del nivel de la fase acuosa también es un factor que favorece la deshidratación del crudo Maya.

## CAPITULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

La deshidratación de la emulsión del crudo Maya mediante campo eléctrico, presenta una dependencia general de las propiedades físicas de volumen como lo establece la literatura. La viscosidad y la densidad son importantes para la emulsificación por mezclado y por temperatura. Por estos mecanismos se forman emulsiones estables.

La emulsificación por mezclado es importante para el desalado del crudo Maya, sin embargo, se ha visto que se forman emulsiones estables, las cuales podrían ser más difíciles de eliminar que las emulsiones originales. Por lo que el desalado es un trueque entre los mecanismos de emulsificación y la deshidratación.

La emulsificación por temperatura es conveniente en aquellos casos en que la temperatura sea menor al punto de ebullición del agua, de lo contrario se produciría el efecto inverso. La aplicación de temperatura para la emulsificación es función de la cantidad de agua a emulsionar, debido a la capacidad calorífica de esta.

En la deshidratación por temperatura es indispensable la aplicación de un desemulsificante para "romper" la emulsión. Este proceso requiere de condiciones bajo presión para evitar las pérdidas por evaporación y el aumento de la viscosidad, siendo este último un factor no favorable para la deshidratación del crudo. La deshidratación por temperatura también es un medio para seleccionar los desemulsificantes, en casos donde no se disponga de un equipo de deshidratación por campo eléctrico.

Los desemulsificantes empleados para la deshidratación del crudo Maya, así como los empleados en este trabajo, deben ser miscibles en el crudo para la desemulsificación. En este caso es importante que el mezclado se lleve a cabo aplicando temperaturas moderadas.

La deshidratación del crudo Maya depende fuertemente de sus propiedades físicas. Se ha visto que al variar la fase acuosa presente entre los electrodos se facilita la deshidratación. Este método es útil cuando se tienen porcentajes de agua emulsionada

en el crudo cercanos al 25 % y que la fuente de voltaje tenga de salida una baja intensidad de corriente. Además, es indispensable el uso de un desemulsificante y la aplicación de temperatura a la emulsión.

Con una concentración de desemulsificante, principalmente NF-900, en el intervalo de 0.1 a 0.4 %, se lleva a cabo la deshidratación del crudo Maya a bajas temperaturas (40 °C) y si el porcentaje de agua emulsionada es relativamente alta (10 a 20 %). Estas condiciones son particularmente útiles en la deshidratación en campo.

Cuando la deshidratación se realiza por corriente continua en el proceso electroquímico variando el nivel de la fase acuosa, se reduce la cantidad de corriente consumida por el sistema.

En el modelo para estimar la rapidez de deshidratación del crudo Maya se han agrupado las variables generales para la deshidratación, las cuales se comportaron como los reportados en la literatura. Sin embargo, la variable de dilución no ha sido reportada en estudios experimentales previos, así como la diferencia hecha con el porcentaje de deshidratación del proceso de desalado. Este último permitió determinar experimentalmente que el porcentaje de agua de dilución (agua de lavado) más adecuado para el desalado del crudo Maya es del 3 % en volumen.

## **5.2 Recomendaciones**

En esta sección se exponen algunas sugerencias para futuros trabajos en el tratamiento del petróleo crudo, en especial el crudo Maya, el cual es el más difícil de deshidratar y desalar debido a sus propiedades de volumen.

### **5.2.1 Deshidratación del crudo Maya**

El problema de la emulsión del petróleo se origina desde que emerge a la superficie en campos productores hasta su refinación. Por esto es necesario que el proceso de separación considere la etapa de producción y las características del mismo.

La cantidad de agua emulsionada en el crudo Maya es pequeña en comparación con los crudos ligeros, sin embargo la cantidad de sal presente es alta. Por lo tanto, es recomendable aplicar el desalado tanto en campo (batería de separación) como en refinería para disminuir el deterioro de los equipos por corrosión. En el primer caso es conveniente la deshidratación y el desalado aplicando varias etapas.

Para un mejor desalado del crudo Maya es necesario conocer las propiedades de la emulsión del mismo. Son particularmente importante las características que hacen más difícil la separación de la emulsión del crudo. Para esto, se recomienda el estudio de los asfaltenos presentes en el crudo, ya que son compuestos que incrementan la estabilidad de la emulsión, así como los metales, los cuales causan un efecto similar. De esta manera, puede desarrollarse un desemulsificante más adecuado para la deshidratación y desalado del crudo Maya.

## **5.2.2 Estudio experimental de la deshidratación del crudo Maya**

En el estudio experimental discutido en el presente trabajo se analizaron las variables básicas que afectan la deshidratación y desalado. Sin embargo, en las variables estudiadas existen factores que se mantuvieron constantes como el mezclado del crudo con el desemulsificante, el espacio entre los electrodos, el tipo de electrodo y el diámetro de la gota de agua emulsionada. Por lo tanto, es recomendable realizar experiencias en las cuales se pretenda encontrar el efecto de estas variables, algunas de las cuales se les presta poca importancia aún en las refinerías, como por ejemplo el mezclado.

Se mencionó que la eficacia del emulsificante depende en cierto grado de un intervalo de concentración. Por tanto es, conveniente que en los desemulsificantes probados, como en otros aplicables al crudo Maya, se determine hasta que concentración son aplicables.

Una de las principales dificultades en la deshidratación del crudo Maya con altas temperaturas es la pérdida de hidrocarburos ligeros, para esto, se deben realizar experiencias para determinar el efecto de la presión.

### 5.2.3 Deshidratación del crudo Maya en operación continua

Para investigar la respuesta que la emulsión de petróleo crudo tiene a los factores como el arreglo de los electrodos, flujo y el tiempo de residencia, es recomendable la construcción de un equipo en operación continua.

A partir del modelo encontrado, puede calcularse las dimensiones del recipiente en el cual se trate el crudo Maya en operación continua. Para esto, se considera que la rapidez de deshidratación está dada por el área del electrodo empleado.

Con los datos de 390 V, 323.15 K,  $C_e = 0.1$  M,  $C_s = 0.3$  % y  $W = 10$  %, se obtiene una rapidez  $r = 0.04$  cm<sup>3</sup>/min. Esta rapidez indica la cantidad de agua eliminada del crudo por minuto, para un área del electrodo de 7.1 cm<sup>2</sup>. Si se desea incrementar la cantidad de agua eliminada del crudo se debe aumentar el tamaño del equipo.

Al considerar que la rapidez está dada por unidad de área del electrodo, se puede especificar una cantidad de agua eliminada y a partir de este valor determinar el área del electrodo y con ello el tamaño del equipo. Por ejemplo, si se desea eliminar 1 cm<sup>3</sup>/minuto de agua del crudo, el área del electrodo resultante,

$$A_s = 7.1 \left( \frac{1}{0.04} \right) = 177.5 \text{ cm}^2$$

Por lo tanto, para eliminar 1 cm<sup>3</sup>/min de un crudo con 10 % de agua se requiere 177.5 cm<sup>2</sup> de área del electrodo. El flujo de agua alimentado es de  $1/0.1 = 10$  cm<sup>3</sup>/minutos y el flujo de crudo tratado es de  $10/0.1 = 100$  cm<sup>3</sup>/minutos.

## GLOSARIO DE TERMINOS

**°API o gravedad API.** Es una escala arbitraria que está relacionada con la gravedad específica (g.e) de un petróleo de acuerdo con la siguiente relación.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{g.e.}(60^{\circ}/60^{\circ}\text{F})} - 131.5$$

**Agua y sedimentos de fondo (BS&W).** Es el sedimento que se obtiene cuando el petróleo se somete a centrifugación. Su nombre se debe a que son los sedimentos que quedan en el fondo del tubo en que se centrifugó el crudo.

**Asfalteno.** Es un sólido que precipita del petróleo crudo (asfalto) con la adición de un exceso de solvente parafínico de bajo peso molecular. Los asfaltenos separados del petróleo crudo comprenden moléculas de compuestos aromáticos y nafténicos de pesos moleculares en el rango de 100 hasta varios miles por mol. Estos también consisten de moléculas polares que contienen muchos heteroátomos (N, S, O) y metales (Ni y V) presentes en crudos pesados. Este extenso intervalo de composición y distribución de peso molecular sugiere que los asfaltenos pueden estar parcialmente disueltos y suspendidos.

**Asfalto.** Material sólido de color negro que licúa gradualmente cuando se calienta, en el cual los constituyentes principales son bitúmenes, los cuales se forman en forma sólida o semisólida en la naturaleza o como producto de la refinación del petróleo, o son combinaciones de los derivados del petróleo.

**Campos en producción.** Campos con pozos en explotación, es decir, que no están taponados. Incluyen pozos que están operando como productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidad de explotación.

**Coagulación.** Es proceso mediante el cual las partículas dispersas forman grandes agregados, sin embargo, aún se comportan como individuos separados por una delgada película del medio disperso o por adsorción de capas de sustancias de superficie activa (o macromolecular). La destrucción de estas intercapas conduce a la fusión de partículas en espumas y emulsiones o la generación del contacto directo entre partículas sólidas

(estructuras de condensación) que conduce a la coalescencia. El término general coagulación comprende a la floculación y a la coalescencia.

**Coalescencia.** Unión o fusión completa de las partículas en suspensión coloidal o de las gotitas de una emulsión para formar gotas mayores.

**Coloide.** Sistema de partículas finamente divididas, sin alcanzar las dimensiones moleculares, en suspensión en un medio. Las partículas se denominan micelas y pueden ser agregados de átomos o moléculas o macromoléculas. Las propiedades de los coloides son determinadas por los fenómenos de superficie entre las partículas y el medio dispersante.

**Desalado.** Es el proceso de lavado del petróleo crudo mediante la adición de agua dulce a la emulsión para diluir la salmuera original, de tal manera que la concentración de sal en el agua emulsionada que permanece después del tratamiento es más baja que la salmuera original. El proceso de desalado consta de dos etapas: 1) La emulsificación del agua dulce en el crudo para diluir la concentración de sal. 2) Esta nueva emulsión se somete a deshidratación para reducir el contenido de agua hasta las especificaciones comerciales.

**Desemulsificante.** Es aquella sustancia que tiene la propiedad de disminuir la tensión superficial de las películas que rodean a la gota (agua o aceite) emulsionada, de tal manera que se facilite su sedimentación desde la fase continua.

**Deshidratación.** Es la eliminación del agua (salmuera) emulsionada en el petróleo. La separación generalmente se lleva a cabo aplicando a la emulsión un desemulsificante, campo eléctrico y temperatura.

**Emulsificante.** Es aquella sustancia que facilita la formación de la emulsión entre dos líquidos.

**Emulsión.** Es un coloide que está formado por pequeñas gotas de un líquido, llamado fase dispersa, inmerso en otro de mayor cantidad, llamada fase continua.

**Floculación.** Es el proceso de aproximación de las partículas entre sí, mediante la disminución de la energía libre de la barrera que las mantiene dispersas en el coloide.

**Hidrófilo.** Son las sustancias afines al agua.

**Impurezas.** Son partículas sólidas o líquidas diferentes del petróleo, y que dificultan su procesamiento, tales como metales, agua, sales y trazas de otros materiales y compuestos.

**Liófilo.** Son las sustancias que en disolución se solvatan, por lo que tienen gran estabilidad.

**Petróleo crudo Istmo.** Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6 °API y con 1.3 % de azufre en peso.

**Petróleo crudo ligero.** Petróleo crudo con densidad API superior a 27°. Este tipo de petróleo crudo se produce tanto en la sonda de Campeche como en otros yacimientos de México.

**Petróleo crudo Maya.** Petróleo crudo pesado con densidad de 22 °API y con 3.3 % de azufre en peso.

**Petróleo crudo Olmeca.** Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3 °API y 0.8 % de azufre en peso.

**Petróleo crudo pesado.** Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo en México proviene del yacimiento de la sonda de Campeche, Méx.

**Petróleo crudo.** Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural contenidos en plantas de extracción de licuables. Pueden ser pesados y ligeros.

**Pozos perforados.** Pozos cuya perforación con la barrena ha sido concluida y cuentan con tuberías de ademe o revestimientos ya cimentadas, pero que todavía no han sido sometida a las operaciones subsecuentes que permitan la producción del hidrocarburo.

**Pozos terminados.** Pozos perforados en los que se han efectuado las operaciones de terminación, tales como: instalación de tuberías de producción, disparo a la tubería de revestimiento para horadarla y permitir la comunicación entre la parte inferior del pozo y la roca almacenadora, limpieza y estimulación de la propia roca para propiciar el flujo de hidrocarburos.

**Punto de escurrimiento.** Es la temperatura más baja en el cual el aceite escurrirá o fluirá cuando es enfriado sin perturbaciones bajo condiciones definidas.

**Solvatación.** Fenómeno por el que una unidad de soluto (iónica, molécula o partícula) se rodea de moléculas de disolvente. Esta unión puede implicar fuerzas químicas, físicas o de ambas clases, y puede variar en intensidad desde un complejo químico indefinido muy lábil hasta la formación de un compuesto químico. Cuando este proceso tiene lugar en medio acuoso se denomina hidratación.

**Tensión interfacial.** Al igual que la tensión superficial se considera en las interfaces líquido-líquido.

**Tensión superficial.** Es la fuerza que actúa sobre la superficie por unidad de longitud de superficie perpendicular a la fuerza. Se considera en las interfaces gas-líquido.

## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.1. Emulsificantes naturales más comunes en el petróleo.
- Tabla 2.1. Pruebas de mezclado en la emulsificación del sistema agua/crudo.
- Tabla 2.2. Pruebas de temperatura en la emulsificación del sistema agua/crudo.
- Tablas 2.3. Características del crudo Maya.
- Tabla 2.4. Volumen de agua eliminado utilizando diferentes desemulsificantes a 50 °C y 11 % de agua en la emulsión.
- Tabla 2.5. Porcentaje de deshidratación para diferentes desemulsificantes a 50 °C y 11 % de agua en la emulsión.
- Tabla 3.1. Propiedades de algunos dieléctricos.
- Tabla 4.1. Volumen de agua eliminado utilizando diferentes desemulsificantes a 40 °C y un voltaje de 390 V.
- Tablas 4.2a, 4.2b Efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación a 40 °C, 10 % y 25 % de agua emulsionada en el crudo.
- Tabla 4.3. Efecto de la concentración de sal (NaCl) sobre la rapidez de deshidratación a 50 °C y un voltaje de 300 V.
- Tabla 4.4. Efecto del desemulsificante sobre la rapidez de deshidratación a 50 °C y un voltaje de 300 V.
- Tabla 4.5. Efecto del agua de dilución en la rapidez de deshidratación a 40 °C y 10 % de agua emulsionada en el crudo.
- Tablas 4.6a, 4.6b Efecto de la temperatura en la rapidez de deshidratación a 390 V, 300 V y 10 % de agua en la emulsión.
- Tabla 4.7. Efecto del porcentaje de agua emulsionada sobre la rapidez de deshidratación a 300 V y 40 °C.
- Tabla 4.8. Efecto de la variación de la fase acuosa sobre la rapidez de deshidratación a 300 V y 40 °C.

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1. Descripción general del proceso de producción y refinación del petróleo.
- Figura 1.2. Microfotografía de una emulsión W/O. Esta muestra contiene 54 % de agua.
- Figura 1.3 Alineación de gotas de agua por campo eléctrico: (a) Campo eléctrico por corriente alterna, (b) Campo eléctrico por corriente directa.
- Figura 2.1. Localización de los puntos de muestreo del crudo Maya.
- Figura 2.2. Densidad relativa del petróleo en función de la cantidad de agua emulsionada (Jiachao F., et al., 1979).
- Figura 2.3. Variación de los grados API con la temperatura.
- Figura 2.4. Efecto de la temperatura en la disminución de los °API.
- Figura 2.5. Viscosidad del petróleo crudo en función de la cantidad de agua emulsionada (Jiachao F., et al., 1979).
- Figura 2.6. Conductividad del petróleo en función de la cantidad de agua emulsionada (Jiachao F., et al., 1979).
- Figura 2.7. Porcentaje de deshidratación para los desemulsificantes probados.
- Figura 2.8. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-900.
- Figura 2.9. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-6.
- Figura 2.10. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante NF-12.
- Figura 2.11. Espectro de infrarrojo para el desemulsificante kemelix.
- Figura 3.1. Flujo de corriente a través de dos planos del mismo conductor.
- Figura 3.2. Circuito eléctrico simple.
- Figura 3.3. Fuerzas entre dos partículas cargadas.
- Figura 3.4. Líneas de fuerza entre dos electrodos.
- Figura 3.5. Medición de la diferencia de potencial eléctrico.
- Figura 3.6. Acumulación de cargas entre dos placas.

- Figura 3.7. Efecto de inducción del crudo en un campo eléctrico.
- Figura 3.8. Especificaciones del equipo experimental.
- Figura 3.9. Equipo experimental y accesorios.
- Figura 4.1. Identificación de las fases del sistema.
- Figura 4.2. Equipo experimental mostrando la interface entre el petróleo y la variación del nivel de la fase acuosa.
- Figura 4.3. Variación de la intensidad de corriente con el tiempo.
- Figura 4.4. Porcentaje de deshidratación de los desemulsificantes probados.
- Figura 4.5. Efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación
- Figura 4.6. Efecto del voltaje en la rapidez de deshidratación en forma lineal.
- Figura 4.7. Efecto de la concentración de NaCl sobre la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.8. Efecto de  $C_e$  en la rapidez de deshidratación en forma lineal.
- Figura 4.9. Efecto de  $C_s$  en la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.10. Efecto del desemulsificante sobre la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.11. Efecto de la cantidad de agua de dilución en la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.12. Efecto del agua de dilución sobre  $r$  en escala logarítmica.
- Figura 4.13. Efecto de la temperatura sobre la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.14. Efecto de la temperatura sobre la rapidez en escala semilogarítmica.
- Figura 4.15. Efecto del agua emulsionada en la rapidez de deshidratación.
- Figura 4.16. Efecto del agua emulsionada sobre  $r$  en forma lineal.
- Figura 4.17. Equipo experimental mostrando los niveles de la fase acuosa más adecuados para la deshidratación del crudo Maya.
- Figura 4.18. Rapidez de deshidratación en función del nivel de la fase acuosa.
- Figura 4.19. Comparación de la rapidez de deshidratación calculada y observada.

## LISTA DE SIMBOLOS

$^{\circ}\text{API}$	Grados API.
$A_s$	Area de sección transversal, $\text{cm}^2$ .
$C_t$	Capacitancia, C/V.
$C_e$	Concentración de electrólito (NaCl), M.
$C_s$	Porcentaje de desémulsificante, %.
D	Porcentaje de agua de dilución, %.
d	Diámetro de las gotas de agua, m.
E	Campo eléctrico, V/m.
F	Fuerza de atracción entre las gotas o entre cargas, N.
g	Aceleración gravitacional, $\text{m/s}^2$ .
g <sub>e</sub>	Gravedad específica o densidad relativa.
H	Nivel de la fase acuosa, cm.
I	Intensidad de corriente eléctrica, A.
i	Densidad de corriente eléctrica, $\text{A/cm}^2$ .
K	Constante de proporcionalidad.
L	Longitud total, m.
P <sub>d</sub>	Porcentaje de deshidratación, %.
Q	Carga eléctrica, C.
R	Constante universal de los gases, J/(mol K).
r	Rapidez de deshidratación, $\text{cm}^3/\text{min}$ .
r <sub>w</sub>	Radio de la gota de agua, m.
s	Distancia entre las gotas o esferas cargadas, m.
T	Temperatura, $^{\circ}\text{C}$ , K.
t	Tiempo, min.
V	Voltaje, V.

$V_c$	Voltaje crítico, V.
$v$	Velocidad de sedimentación, m/s.
$V_d$	Volumen de agua eliminado del crudo, $\text{cm}^3$ .
$W$	Porcentaje de agua emulsionada, %.
$X$	Intensidad de campo eléctrico, V/m.
$x$	Longitud infinitesimal, m.

#### **Símbolos griegos**

$\epsilon_0$	Permitividad en el vacío, $\text{C}^2/(\text{N m}^2)$ .
$\kappa$	Constante dieléctrica.
$\Phi$	Diferencia de potencial eléctrico o voltaje, V.
$\sigma$	Conductividad eléctrica, siemens.
$\pi$	Número pi, 3.1416.
$V$	Velocidad de sedimentación, m/s.
$\rho_o$	Densidad del petróleo crudo, $\text{kg/m}^3$ .
$\rho_w$	Densidad del agua, $\text{kg/ m}^3$ .
$\eta_o$	Viscosidad del petróleo, $\text{kg}/(\text{m s})$ .
$\eta_w$	Viscosidad del agua $\text{kg}/(\text{m s})$ .
$\tau$	Tensión superficial, N/m.

## BIBLIOGRAFIA

- ASTM Committee D-2: *Methods of Testing Specifications, Definitions, Charts and Tables*. American Society for Testing Materials (ed), p. 1-158, USA, 1951.
- Barnet J. W.: Desalters can Remove more than Salts and Sediment, *Technology*, April. 11, 1988.
- Bartley D.: Heavy Crudes, Stocks Pose Desalting Problems, *Oil & Gas Journal Technology*, Howe-Beker Eng. Inc., 117-124, Feb. 1, 1982.
- Berkman S., Egloff G., *Emulsions and Foams*, p. 468-560, Reinhold Publishing Corp., USA, 1941.
- Blair C. M.: Interfacial Films Affecting The Stability of Petroleum Emulsions. *Chemistry and Industry*, 538-544, May. 14, 1960.
- Blank M., Vodyanov I.: *Biomembrane Electrochemistry*, p. 55-81, Advances in Chemistry Serie 235, American Chemical Society (ed.), USA, 1994.
- Boult W.: Process and Apparatus For Desalting Crude Petroleum, *Patent Specification 1 593 696*, Apr. 20, 1977.
- Bourrell M., Schechter S. R.: *Microemulsions and Related Systems*, Vol. 30, p. 1-2, Marcel Decker Inc., USA, 1988.
- Brown A. H., Hanson C.: Effect of Oscillating Electric Fields on Coalescence in Liquid + Liquid Systems, *Transaction Faraday Society*, 61, 1754-1760, 1965.
- Burris D. R.: Field Desalting: A Growing Producer Problem Worldwide, *Petroleum Engineering*, June, 1974.
- Chawla M. L., Field Desalting of Wet Crude in Kuwait, *SPE 15711*, 165-175, 1987.
- Denigés G., Chelle L., Labat A.: *Précis de Chimie Analytique Tome I, II*, sixième édition, p. 204, Medicaie Norbert Malone, Lyon France, 1930.
- Dietzel N. E., Freeburg E. A.: Sassan Field, A Case Study of Mayor Offshore Production Operation In The Persian Gulf, 2th. Annual offshore Technology Conference Houston, Texas, April 22-24, 1970.

- Dunning H. N., Moore J. W., Denekas M. O., Interfacial Activities and Porphyrin Contents of Petroleum Extracts, *Industrial and Engineering Chemistry*, **45**, 1759-1765, 1953
- Dunning H. N., Nancy A. R.: Porphyrin-Metal Complexes in Petroleum Stocks, *Industrial and Engineering Chemistry*, **48**, 951-955, 1956.
- Filial R., Konstroktorskogo S., Am B.: Appareil Pour La Regulation Automatique Du Dessalage Et De La Deshydratation Du Petroleo Brut Dans Un Deshydrater Electrique, *Demande de Brevet D'invention 7 002 744*, Janvier 27, 1970.
- Ford R. E., Furnide C. G.: Studies At Phase Interfaces: The Stabilization Of water-in-Oil Emulsions Using Oil-Soluble Emulsifiers, *Journal of Colloid and Interface Science*, **22**, 331-341, 1966.
- Frankenberg W. G., Allred J. H.: Design, Installation and Operation Of A Large Offshore Production Complex, Offshore Technology Conference 1082, Dallas Tex., 1969.
- Fujinawa K., Morishita M., Hozawa M., Imaishi N., Ino H.: Demulsification of W/O Emulsion by Use of High Voltage of A.C. Fields, *Journal of Chemical Engineering of Japan*, **17**, 632-636, 1984.
- Gary W. S., Zaouk M.: Emulsion Resolution in Electrostatic Processes, *Energy & Fuels*, **14**, 31-37, 2000.
- Goodisman J.: *Electrochemistry: Theoretical Foundation*, John Wiley & Sons, USA, 1987.
- Goodridge F., Scott K., *Electrochemistry Process Engineering: A Guide to the Design of Electrolytic Plants*, Plenum Press, USA, 1995.
- Hammami A., Phelps C. H., Little T. M.: Asphaltenes Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility, *Energy & Fuels*, **14**, 14-18, 2000.
- Hano T., Ohtake T., Takagi K.: Demulsification Kinetics of W/O Emulsion In An A.C. Electric Field, *Journal of Chemical Engineering of Japan*, **21**, 345351, 1988.

Hasiba H. H., Jessen F. W.: Film-Forming Compounds Crude Oils Interfacial Films and Paraffin Deposition, *Technology*, 1-12, 1968.

IMP (ed.) Aprovechamiento de Crudo Maya Despuntado para Producir Crudo despuntado como Combustóleo en la Planta despuntadora de la Cangrejera, Ver., Informe final EOB – 1230, Diciembre, 1997.

Jarvis A. R.: Emulsions Treater, *Unites States Patent*, 3 592 756, Jul. 13, 1973.

Jiachao F., Xiqing Z., Qingkui H., Renpu W.: Daqing Crude Oil Dehydration, *SPE 10575*, 579-615, 1979.

John R., Cairns R.: Process for Desalting Crude Petroleum, *Patent Specification 1 562 755*, Dec. 21, 1976.

Jones T. J., Neustadter E. L., Whittingham K. P.: Water In Crude Oil Emulsion Stability and Emulsion Destabilization By Chemical Demulsifier, *The Journal of Canadian Petroleum*, 100-108, 1978.

Kerry L., Floy L.: Resolution of Emulsions With Multiple Electric Fields, *Canadian Patent 1 225 365*, Dec. 5, 1983.

Kolthoff M., Elving P. J., Stross F. H.: *Treatise on Analytical Chemistry Part III, Analytical Chemistry in Industry, Vol. 2*, p. 89, John Wiley & Sons, USA, 1971.

Kusovsky B. I., Pavlov N. I., Matiichenko A. P.: Device For Controlling The Process Desalting and Dehydration of Oil Crude In Electric Dehydrator, *Unites States Patent 3 784 461*, Jan. 8, 1974.

Laurier L. S.: *Emulsions, fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, p. 311-339, Amer. Chem. Soc (ed.), Washington, D.C., 1992.

León O., Rogel E, Espidel J., Torres G., Asphaltenes: Structural Characterization, Self-Asociation, and Stability Behavior, *Energy & Fuels*, 14, 6-10, 2000.

Lissant K. J., *Demulsification Industrial Applications*, Vol. 13, p. 105-133, Marcel Decker Inc., New York, 1983.

Lo T. C., Bair M. H. I, Hanson C.: *Handbook of Solvent Extraction*, p. 697-699, John Wiley & Sons, USA, 1983.

Lowd J. D., Coggins R. W.: Dehydration and Desalting of Crude Oil Streams In The Producing Field. ASME. 22th (ed.), Annual Petroleum Mechanical Engineering Conference, USA. Sep. 17-20, 1967.

Lowd J. D., Maher J. L.: Considerations In the Field Removal Of Salt Contaminants From Crude Oil. *Journal of Institute of Petroleum*, **51**, 181-191, 1965.

Lucas R. N.: Electrical Dehydration and Desalting of Crude Oils, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Fifth Annual Convention, June, 1976.

Lucas R. N.: Electrical Dehydration of Thermally Produced Emulsions, *SPE 2173*, 1968.

Mantel C. L.: *Electrochemical Engineering*, 4 th., p. 668-671, McGraw-Hill, USA, 1960.

Meites L.: *Handbook of Analytical Chemistry*, p. 10-23, McGraw-Hill, USA, 1963.

Oldam K. B., Myland J. C., *Fundamentals of Electrochemical Science*, p. 1, 63-141, Academic Press, USA, 1994.

PEMEX (ed.), Anuario Estadístico, 1999.

PETRECO (ed.): Oil Field Dehydration and Desalting of Crude Oil, Bouletin PETROLITE, 1985.

PETRECO (ed.): Petreco Bielectric Desalter, Bouletin PETROLITE, 1992.

Pfeiter R. T.: System For Treating Well Fluids Containing Crude Oil Admixed With Large Volumes of Water, *Unites States Patent 3 592 752*, Jul. 13, 1971.

Popp V. V., Sudita I., Neagu P.: Process For Desalting and Dehydration Of Crude Oil Including Hot Water Washing and Gas Stripping, *Unites States Patent 4 180 457*, Dec. 25, 1979.

Prentice G.. *Electrochemical Engineering Principles*, Prentice Hall, USA, 1991.

Ramírez C. G., Aplicación del Proceso de Precipitación Electrostatica a la Deshidratación de Crudos en Plataformas Marinas, p. 46-133, Tesis de Licenciatura, UNAM. Fac. de Química, Mex., 1997.

- Resnick R., Holliday D., Krane K. S.: *Physics*, Vol. 2, p. 593-696, John Wiley & Sons, USA, 1992
- Ross S., Morrison I. D.: *Colloidal Systems and Interfaces*, p. 267-293, John Wiley & Sons, USA, 1988.
- Russell W. T., Deen M. M.: *Introduction to Chemical Engineering Analysis*. John Wiley & Sons, USA, 1972.
- Shinoda K., Friberg S.: *Emulsions and Solubilization*, p. 1-6, John Wiley & Sons, USA, 1986.
- Silverstein R. M., Clayton B. G., Terenco C. M.: *Spectrometric Identification of Organics Compounds*, p. 100-150, John Wiley & Sons, USA, 1991.
- Sontang H., Strenge K., *Coagulation and Stability of Disperse System*, p. 85-125, John Wiley & Sons, USA, 1972.
- Tran V. B.: Crude Dehydration/ Desalting Calculations, *Oil & Gas Journal Technology*, March, 15, 1982.
- Tsabek L. K., Panchenkov G. M., Papko V. V.: Theoretical Basis of Operation of Equipment For Electrical Dehydration and Electrical Desalting of Oil Emulsions, Goobin Institute of Petrochemical and Gas Industry, p. 423-430, Moscow, 1965.
- Turner D. W.: Treatment of Emulsions, *Canadian Patent 710 317*, Jan. 19, 1961.
- Urben L. C.: *Petroleum Production Engineering Oilfield Exploitation*, p. 472-520, McGraw-Hill, USA, 1939.
- Vautrain L. H., Lacey M. L.: Desalting Apparatus, *Unites States Patent 3 165 466*, Jan. 12, 1965.
- Waterman L. C.: Theories and Benefits of Desalting, Petrolite Corporation, Petreco Division, Box. 2546, Houston, Tex., 1970.
- Winslow J. D., Lucas R. N.: An Electric Emulsion Treater and Process, *Patent Specification 1 208 067*, Feb. 26, 1968.
- Wit H. P : New Design Washtank For Dehydration and Desalting of Large Volumes of Crude Oil, *SPE 4848*, 1974.