



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE QUÍMICA

**“COALESCENCIA DE GOTAS DE AGUA
EN UNA EMULSIÓN DE CRUDO:
UNA SOLUCIÓN NUMÉRICA”**

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA METALÚRGICA
PRESENTA
SANDRA JUDITH DELINT RODRÍGUEZ



MÉXICO, D.F.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: Eusebio Cándido Atlatenco Tlapanco

VOCAL: Profesor: Carlos González Rivera

SECRETARIO: Profesor: Marco Aurelio Ramírez Argáez

1er. SUPLENTE: Profesor: Héctor Cruz Mejía

2° SUPLENTE: Profesor: Agustín Gerardo Ruiz Tamayo

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: CIUDAD UNIVERSITARIA,
MÉXICO D.F.**

ASESOR DEL TEMA:

Dr. Marco Aurelio Ramírez Argáez. _____

SUPERVISOR TÉCNICO:

M. en I. Adrián Manuel Amaro Villeda _____

SUSTENTANTE:

Sandra Judith Delint Rodríguez. _____

Índice

CAPÍTULO 1: Introducción	1
1.1 Clasificación del petróleo.....	3
1.2 Extracción del petróleo	7
1.3 Emulsión	9
1.3.1 Tipos de emulsiones	9
1.4 Deshidratado y desalado de crudo	11
1.5 Revisión bibliográfica	24
1.6 Hipótesis	34
1.7 Objetivo	35
CAPÍTULO 2: Modelado Matemático de la colisión de dos gotas.....	36
CAPÍTULO 3: Resultados.....	43
CAPÍTULO 4: Discusión de resultados	58
CAPÍTULO 5: Conclusiones	62
Bibliografía	63
APÉNDICE 1: Código en Fortrán.....	67

CAPÍTULO 1: Introducción

De acuerdo a la Real Academia de la Lengua Española la definición de petróleo es: “Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Mediante diversas operaciones de destilación y refinado se obtienen de él distintos productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, la nafta, el queroseno, el gasóleo, etc.” (Ver Figura 1.1).

El petróleo es muy viscoso, más ligero que el agua, de color negro o pardo muy oscuro y olor penetrante, en él se encuentran componentes no deseados como el azufre, oxígeno, nitrógeno, agua, metales, sales, etc., estos elementos son eliminados mediante procesos físico-químicos.

El petróleo es uno de los recursos naturales más importante en nuestro país, ya que satisface la demanda de energéticos y de petroquímicos básicos y contribuye al desarrollo industrial, social y económico de nuestro país.

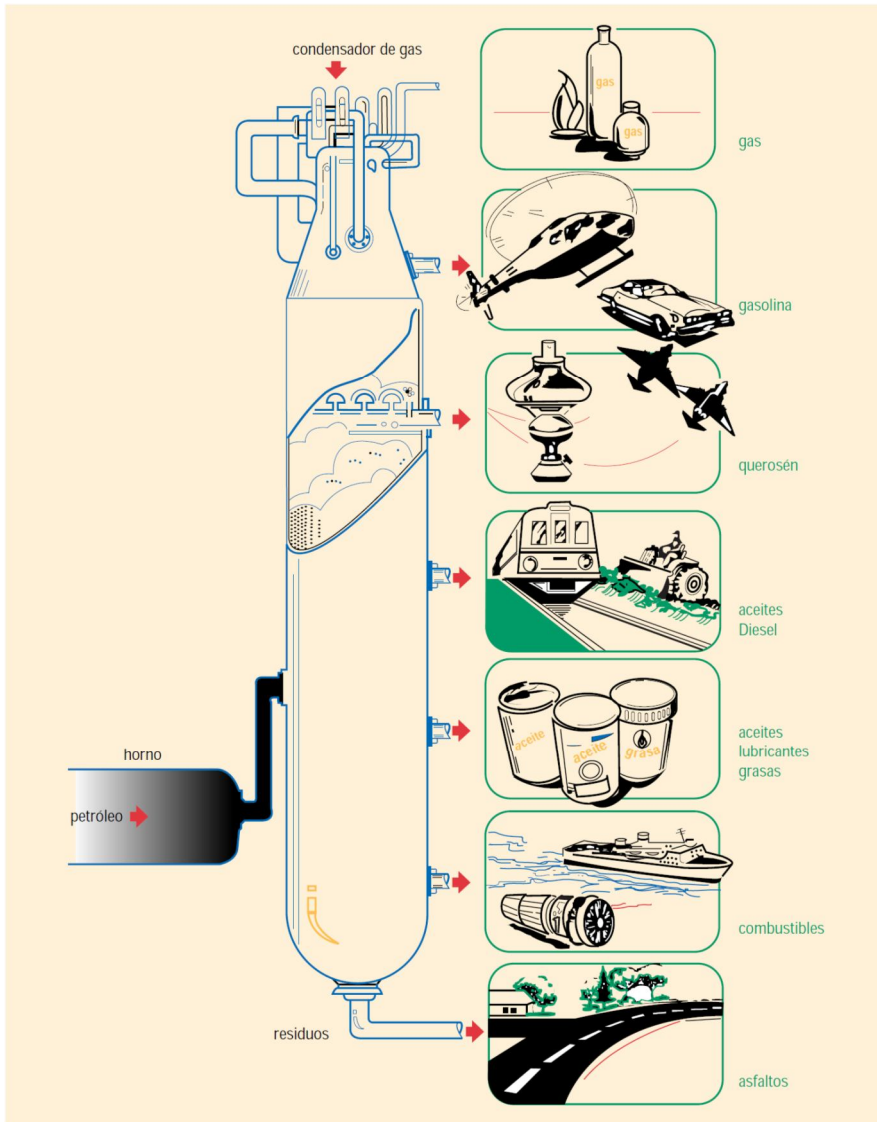


Figura 1.1 El petróleo en su forma natural es sometido a procesos de transformación para obtener sus derivados.

1.1 Clasificación del petróleo

La clasificación del petróleo se hace de acuerdo a sus características particulares, como composición química, densidad o presencia de azufre.

Composición química

Esta clasificación depende de la presencia de ciertos componentes químicos en el petróleo.

- Parafínico: en el cual su componente principal es la parafina. Son muy fluidos y de color claro, proporcionan una mayor cantidad de nafta y lubricantes que los otros tipos de petróleo en el proceso de refinación.
- Nafténicos: siendo sus componentes principales los naftalenos y los hidrocarburos aromáticos. Son muy viscosos y de coloración oscura.
- Mixtos: cuentan con la presencia de los compuestos anteriormente descritos.

Densidad

Esta clasificación es propuesta por el American Petroleum Institute, de donde se toma el nombre de gravedad API. Se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua (ver Tabla 1.1).

Petróleo crudo	Densidad (g/cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Extra ligero	<0.83	>39

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo crudo de acuerdo a la densidad °API

Presencia de azufre

La presencia de azufre en el petróleo implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, por lo tanto, un mayor costo para alcanzar el producto final, por lo cual la presencia de este elemento es sumamente importante.

- **Petróleo dulce:** El contenido de azufre es menor a 0.5%. Este es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina.
- **Petróleo agrio:** El contenido de azufre es de al menos 1%. El costo de refinación es mayor, por lo que se utiliza principalmente en productos destilados como el diesel.

En México se producen tres tipos de crudo: el Maya, el cual es un crudo pesado que constituye la mitad del total de la producción; el Itsmo que es un crudo ligero, el cual representa casi un tercio del total de la producción y el crudo Olmeca que es un crudo extra ligero, representa aproximadamente la quinta parte del total de la producción.

Las propiedades de los crudos mexicanos se presentan en la Tabla 1.2.

CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD						
TIPO DE PETRÓLEO O CRUDO	DENSIDAD RELATIVA (°API)	VISCOSIDAD (SSU @ 25°C)	AGUA Y			
			SEDIMENTOS (% EN VOLUMEN)	AZUFRE (%PESO)	PVR (lb/pulg ²)	CONTENIDO SAL (lb/mb)
MAYA	21.85	696	0.5	3.7	6.0	50.0
ITSMO	33.74	54.5	0.5	1.45	6.0	50.0
OLMECA	39.16	39	0.5	0.81	6.2	50.0

Tabla 1.2. Clasificación del petróleo mexicano

1.2 Extracción del petróleo

Se le llama reservas a volúmenes de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura, estas reservas se clasifican en:

- **Reservas primarias probadas.** Son las que pueden extraerse comercialmente y han sido actualmente evaluadas por medio de pozos, equipos y métodos técnicos disponibles que aseguran un régimen continuo de producción.
- **Reservas secundarias.** Son reservas adicionales a las primarias, que pueden ser producidas comercialmente como resultados de la vigorización artificial de la energía natural original del yacimiento.

El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzaré la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata

y estabiliza eliminando los compuestos más volátiles. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras.

La producción de los pozos petroleros está formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables, ya que el agua y el aceite no son miscibles, cuando se ponen en contacto en condiciones de turbulencia se forma una emulsión.

1.3 Emulsión

Una emulsión es una dispersión de gotas de agua en aceite, que se vuelven estables por la acción de materiales naturales o artificiales presentes en el crudo.

Para la formación de una emulsión, además del agua y el aceite, se necesita la agitación y presencia de agentes emulsificantes como asfaltenos, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de corrosión, sólidos finamente divididos, etc., éstos agentes cubren con una película las gotas de agua, las cuales quedan aisladas entre sí, tanto física como eléctricamente.

1.3.1 Tipos de emulsiones

Existen dos tipos de emulsiones:

- **Emulsión agua-en-crudo (W/O).** También llamada emulsión directa. Este tipo de emulsión es la más común. La fase dispersa es el agua y la fase continua es el petróleo. Generalmente su contenido de agua puede variar de 0 a 80%, pero comúnmente el rango es 10 a

35%. Esta emulsión presenta un diámetro de gota de agua de entre 0.1 a 100 μm (ver Figura 1.2).

- **Emulsión crudo-en-agua (O/W).** También llamada emulsión inversa. En este tipo de emulsión la fase dispersa es el petróleo y la continua es el agua, esta emulsión se encuentra en el agua drenada después del tratamiento de deshidratación. Esta emulsión contiene menos del 1% de petróleo.

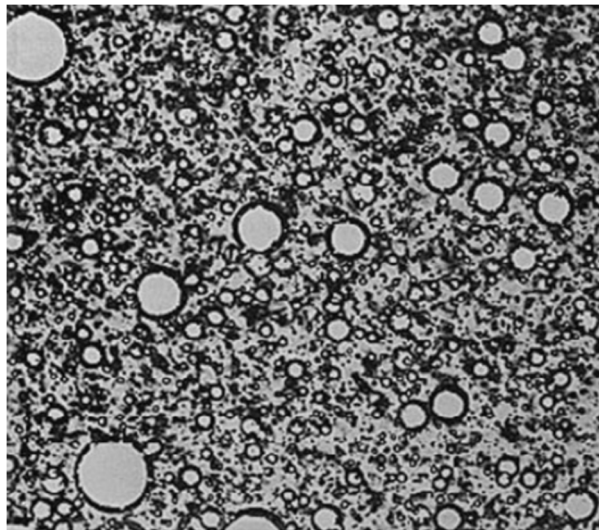


Figura1.2 Microfotografía de la emulsión agua en petróleo crudo.

1.4 Deshidratado y desalado de crudo

Actualmente el contenido de sal en el crudo extraído es de 10 a 250 libras de sal por cada mil barriles de crudo, cuya composición está basada en cloruros, bicarbonatos, sulfatos de sodio, calcio y magnesio. Por lo cual debe realizarse un tratamiento de desalado y deshidratado de crudo, con la finalidad de obtener concentraciones finales entre 3 y 5 ppm de sal. Este tratamiento busca evitar problemas como:

- Corrosión de las tuberías y equipo de la refinería.
- Que los productos de la corrosión inhiban los intercambios de calor.
- Reducir el tamaño de las tuberías.
- Que el agua absorba calor en los equipos de calentamiento, reduciendo costos de combustible.

Para realizar la deshidratación y el desalado de crudo es necesario desemulsificar, lo cual se lleva a cabo mediante tres fenómenos físicos (ver Figura 1.3):

- **Floculación.** En donde las gotas de agua dispersas en el crudo forman agregados sin perder su identidad.
- **Sedimentación.** Los agregados de agua se separan por efecto de la gravedad.
- **Coalescencia.** En donde los agregados de agua formados en la etapa anterior se combinan formando gotas de agua más grandes y por ende más fáciles de separar.

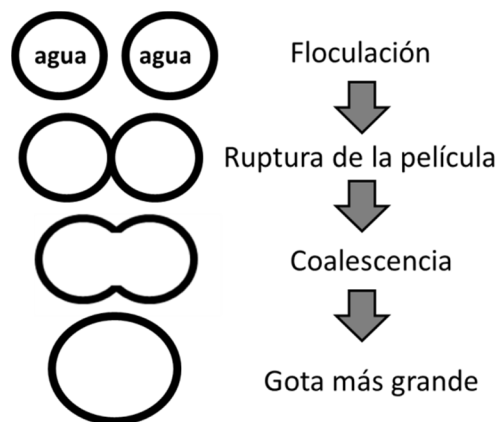


Figura 1.3. Etapas de la desemulsificación.

Las variables que afectan la estabilidad de las emulsiones son:

- Densidad del crudo
- Viscosidad del crudo
- Tensión superficial entre agua y crudo
- Conductividad eléctrica del crudo
- Tamaño de las gotas de agua dispersas en el crudo
- Antigüedad de la emulsión
- Concentración de agua en el crudo
- Concentración de asfaltenos, parafinas, sólidos suspendidos, etc. presentes en el crudo
- Densidad del agua, pH, salinidad y el porcentaje de sólidos en el agua
- Grado de agitación
- Ciclos de temperatura y presión

Cabe mencionar que la sal en crudo no existe cuando se encuentra seco, ya que la sal solo es soluble en agua, por lo que el tratamiento de desalado y deshidratado se realiza simultáneamente.

Los equipos que se utilizan para la deshidratación y desalación de crudos son:

Separador de tres fases. Son utilizados para separar gas, aceite y agua. Cuentan con un controlador móvil de interfase, que permite ajustar los volúmenes del agua y del aceite. Este controlador es aceptable para pocas cantidades de agua pero en presencia de emulsiones de alta viscosidad es poco eficiente.

Separados de agua libre. Se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre. La emulsión entra por un conducto central cuyo extremo queda en la fase acuosa. La emulsión asciende y el agua se asienta para drenarse por la parte inferior.

Estos separadores se conectan antes de los calentadores con la finalidad de que el agua libre no consuma el calor que debe ser absorbida por la emulsión.

Tanques deshidratadores. La deshidratación se lleva a cabo en dos etapas: lavado y asentamiento.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón que pasa el agua a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable. La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable, a través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador, por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador.

Tratadores convencionales. Están conformados por unidades que proporcionan por sí solas asentamiento, calor, agitación, etc., a la emulsión.

Tratadores electrostáticos. Estos desaladores son los más usados en las refinerías de petróleo y son el objeto de estudio del presente proyecto. Los elementos primarios de un tratador electrostático:

- Fuente de poder o transformador: Que convierte el voltaje de línea, al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
- Electrodos inferiores o de carga.
- Electrodos a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Los electrodos pueden ser de alta o baja velocidad, los electrodos de alta velocidad se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; mientras que los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

La emulsión se reparte en la sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar varias veces a través del campo

eléctrico. La temperatura adecuada para este tipo de tratamiento está en función de la densidad del crudo.

Existen distintos métodos para desemulsificar una emulsión de crudo:

1. Separación por gravedad. En donde la separación se debe a la diferencia de densidades que existe entre el crudo y el agua, la velocidad de asentamiento de una gota se puede predecir con la Ley de Stokes.

$$V = \frac{2\pi r \Delta\rho g}{9\mu}$$

en donde V es la velocidad de asentamiento, r es el radio de las gotas, $\Delta\rho$ es la diferencia de densidad entre el crudo y el agua, μ es la viscosidad del crudo, y g es la constante gravitatoria.

2. Inyección de desemulsificante. Los desemulsificantes son compuestos formados con varios productos químicos, como glicoles y resinas polioxialquilénicas. Estos desemulsificantes deben ser solubles en la fase dispersa (agua) para facilitar el rompimiento de la

emulsión. La función de éstas sustancias es la modificar la tensión superficial de las gotas de agua, con la finalidad de romper y desplazar la película que rodea a la gota de agua formada por los agentes emulsificantes, mencionados con anterioridad, y promover la atracción molecular de las gotas de agua provocando su coalescencia para crecer el tamaño de gotas y facilitar la separación por gravedad.

3. Campo eléctrico. La base para la unión electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua, formada por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico. El centro del componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico (ver Figura 1.4).

Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente, con el alargamiento de la gota la película que la rodea puede romperse facilitando la coalescencia de gotas adyacentes, bajo el efecto del campo eléctrico las gotas se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente alterna.

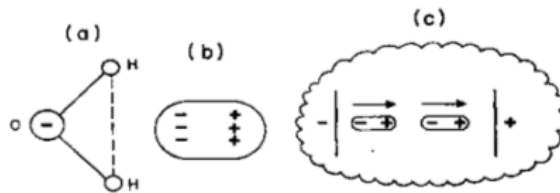


Figura 1.4. Composición y polaridad de una molécula de agua.

El desalado por este método se lleva a cabo en varias etapas agregando agua de lavado.

Las variables que intervienen en el proceso de separación electrostática son:

- Voltaje aplicado.
- Tipo de campo eléctrico:
 - **AC.** Usado para emulsiones ricas en agua. La coalescencia por fuerzas dipolares en este tipo de campo es difícil debido a la frecuencia elevada con la que cambian de polaridad los electrodos, la cual limita la movilidad de las gotas.
 - **DC.** Promueve la coalescencia dipolar, pero produce corrosión y requiere que el petróleo tenga conductividad eléctrica.
 - **AC/DC.** Usado para una deshidratación y desalado óptimo.
- Concentración de agua en el crudo.
- Temperatura del proceso.
- Porcentaje de agua de lavado.
- Tipo y concentración de desemulsificante agregado.
- Tiempo de residencia.
- Flujo del crudo.

4. Calentamiento. La adición de calor tiene las siguientes ventajas:

- Provoca el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Las gotas de agua se expanden y la película que rodea a éstas se rompe o reduce su resistencia.
- La viscosidad del aceite disminuye, permitiendo el asentamiento más rápido de las partículas acuosas (ver Ley de Stokes arriba).
La variación de la viscosidad respecto a la temperatura está en función del tipo del crudo.
- Incrementa la diferencia de densidad entre el agua y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.

Dependiendo del tipo de petróleo crudo que se vaya a tratar y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los métodos antes mencionados, generalmente, se usa una combinación de

métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr una deshidratación óptima.

En México el 70% del crudo producido es pesado, se desala y deshidrata principalmente en desaladoras electrostáticas, en donde las gotas de agua que se encuentran inmersas en el crudo se someten a fuerzas hidrodinámicas, gravitacionales y electrostáticas, las cuales favorecen que las gotas de agua choquen unas con otras provocando la floculación y posteriormente la coalescencia. De esta manera el tamaño de gota aumenta, separándose por efecto de la gravedad.

En este tipo de desaladoras se utiliza un método en cual se combina el efecto electrostático con el de un desemulsificador. Se mezcla un flujo de crudo con agua y sal, con agua de lavado para formar una emulsión en una válvula mezcladora, ésta emulsión entra a la desaladora y viaja a través de electrodos, entre los cuales se aplica un campo eléctrico. La acción del campo eléctrico y la ayuda del surfactante promueven la coalescencia y la separación del agua con

la sal en la parte inferior de la vasija mientras que en la parte superior queda el crudo sin sal y sin agua. Aunque aún hoy no se entiende a cabalidad la física que explique la coalescencia electrostática, se sugieren fuerzas atractivas dipolares y electroforéticas que actúan en las gotas y entre gotas (ver Figura 1.5).

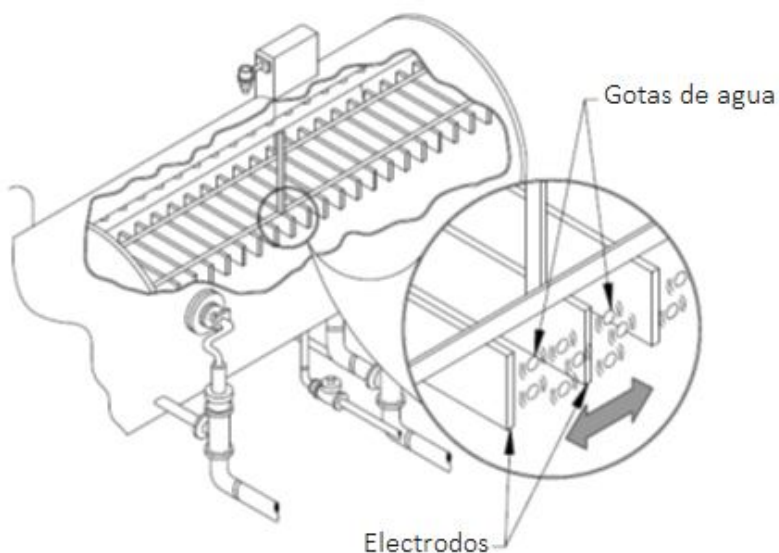


Figura 1.5. Efecto del campo eléctrico sobre las gotas de agua de la emulsión. A continuación se presenta un resumen de los esfuerzos más importantes hechos en investigación aplicada y básica acerca del desalado y deshidratado de crudo a través del campo eléctrico.

1.5 Revisión bibliográfica

Cuando se extrae petróleo, éste contiene sal disuelta en agua congénita. Estas sales pueden ser cloruros, bicarbonatos, sulfatos de Na, Ca, Mg, en rangos que van de unas cuantas ppm a 240 000 ppm, por lo que se lleva a cabo un tratamiento de desalado y deshidratado. La composición final de sal debe estar entre 3 y 5 ppm [1], para lo cual se agrega agua de lavado hasta que la concentración de agua sea de 6 a 8% en volumen [2]. El contenido de agua congénita aumenta conforme aumenta la vida del pozo.

Con las técnicas de succión de crudo y con las energías de corte asociadas al transporte de crudo se generan emulsiones de agua en crudo, estas emulsiones pueden ser muy estables si se generan gotas muy pequeñas [3]. Generalmente el tamaño promedio de las gotas de agua es 10 micras para emulsiones típicas [4].

La estabilidad de la emulsión aumenta con el porcentaje de asfaltenos, resinas, ceras y ácidos nafténicos. Conforme es mayor la fase

dispersa la emulsión se vuelve inestable y se puede separar por gravedad.

De acuerdo a H.K. Abdel-Aal [5] para que una emulsión sea estable requiere de:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente energía de agitación para dispersar una de las fases en la otra.
- Presencia de un agente emulsificante (como asfaltenos, resinas, ácidos orgánicos disueltos en el crudo, materiales sólidos dispersos como arena, carbón, calcio, SiO_2 , Fe, Zn, sulfato de amonio, sulfuro de hierro).

Las principales razones para desalar y deshidratar según H.K. Abdel-Aal [5] y Ali Khairan [6] son:

- Minimizar la corrosión que produce la sal en los equipos de las refinerías.
- Eliminar los productos de corrosión, ya que inhiben los intercambios de calor.
- Evitar algunas sales o compuestos metálicos que envenenan los catalizadores (Na es el peor).
- Al eliminar el agua se puede reducir el tamaño de tuberías.

Las operaciones de desalado y deshidratado de crudo deben hacerse al principio de la refinación del crudo, rompiendo las emulsiones agua-en-crudo y separándolas.

El proceso de desestabilización de una emulsión, conforme a Ali Khairan [6] consiste en:

- **Floculación.** 2, 3 o más gotas se contactan, pero cada gota mantienen su integridad.
- **Sedimentación.** La gota se separa por gravedad dependiendo de su tamaño, de la diferencia de densidades entre la gota y el crudo, y de la viscosidad del crudo.
- **Coalescencia.** 2 o más gotas forman una sola.

Los métodos que se proponen en [3] y [6] para desemulsificar son:

1. **Separación por gravedad.** La ley de Stokes predice la velocidad de asentamiento de una gota.
2. **Inyección de desemulsificante.** Separación que se da por adsorción de un surfactante que fomenta el drenado y/o ruptura de una película que rodea a dos gotas que colisionan.
3. **Campo electrostático.** La fase discontinua (gotas de agua) es conductora y la continua (crudo) es no conductora. El campo

eléctrico cambia la forma de la gota y promueve atracciones entre gotas. Si el voltaje se excede se pueden romper las gotas formando gotas más pequeñas que dan estabilidad a la emulsión.

4. **Calentamiento.** El calor tiene dos efectos contrarios sobre la resolución de la emulsión: Si la temperatura aumenta baja la densidad y la viscosidad del crudo, lo que mejora la separación, pero por otro lado provoca que la conductividad del crudo aumente, perjudicando la separación.

Según H.K. Abdel–Aal [5] los principios del proceso de deshidratado consisten en:

- Romper la emulsión con ayuda de calor, químicos y campos eléctricos.
- Promover coalescencia.
- Separar por gravedad las gotas de agua.

Los factores que afectan la deshidratación son:

- Viscosidad del crudo.
- Diferencia de densidad.
- Tensión superficial.
- Tamaño de las gotas (sobre todo las menores a 50 micras).
- Porcentaje de agua.
- Salinidad del agua (mientras más salada el agua, más rápido se separa debido a que aumenta la diferencia de densidades).

En México el 70% del crudo producido es pesado [7], la densidad de este crudo se aproxima a la del agua, por lo cual la separación por gravedad se dificulta, este tipo de crudos pesados con alta viscosidad y alta conductividad eléctrica se procesan con campos electrostáticos de mayor poder.

En el separador electrostático se someten las gotas de agua a varias fuerzas: hidrodinámicas, gravitacionales y electrostáticas, que las aproxima una con otra para que se produzcan colisiones y floccule o se

dé la coalescencia, de esta manera el tamaño de gotas crece y se favorece la separación gravitacional de las fases.

La distribución de tamaños de las gotas en las emulsiones varía con el voltaje aplicado. El voltaje hace que crezca la distribución de tamaños de las gotas.

De acuerdo a Gary [8] los tipos de campos eléctricos son:

- Convencional AC + campo profundo (Deep field)
- DC
- Polaridad dual-combinación AC/DC
- Polaridad dual modulada.
- Desalado electrodinámico.
- Frecuencia dual.

De los cuales, los campos DC son muy eficientes removiendo agua, pero promueven corrosión [9]. Los campos AC toleran mucha agua, pero su naturaleza no es electrostática. Para estos campos la coalescencia es difícil debido a la frecuencia elevada en la que

cambian de polaridad los electrodos y limitan la movilidad de las gotas [3]. Los campos AC/DC se usan para una deshidratación y desalado máximo [5].

Bresciani [10] calculó las fuerzas que actúan sobre 2 gotas de agua en emulsiones de agua-en-aceite proponiendo mecanismos para la coalescencia de gotas en presencia de un campo eléctrico aplicado.

Se desarrolla un modelo que calcula el desplazamiento de las gotas y el tiempo entre colisiones de agua con el cual es posible simular y optimizar el proceso variando la temperatura, el campo eléctrico, el porcentaje de agua de lavado.

En base a la geometría y flujo de un desalador industrial se calculó un tiempo de residencia de 20 segundos para un paquete de fluido en contacto con los electrodos un campo eléctrico.

Este trabajo de Bresciani es la base de esta tesis, en la que se reproducen los cálculos reportados en esta referencia [10].

Las fuerzas que afectan las gotas de agua son:

- Fuerza de gravedad
- Fuerza boyante
- Fuerza de arrastre
- Fuerza dipolar eléctrica

Para calcular las velocidades de las gotas se usó la Segunda Ley de Newton del movimiento.

El crudo que se analizó estaba a una temperatura de 120°C, con las siguientes propiedades:

- Densidad la fase dispersa: 943 kg/m³
- Densidad de la fase continua: 792 kg/m³
- Viscosidad de la fase continua: 1.53x10⁻³ kg/m

El tratamiento electrostático usa un voltaje de 10 000 a 15 000 V, en donde las gotas de agua son polarizadas por el campo eléctrico creando atracciones polares, las gotas vibran, se expanden y se promueve la coalescencia [5].

Los crudos con conductividades eléctricas (K) menores a 4000 pS/m no responden al desalador con campos DC, mientras que los crudos con K de 200 000 pS/m requieren campos potentes.

En cuanto a la tensión superficial, disminuye al aumentar la concentración de desemulsificantes y con el aumento de temperatura.

1.6 Hipótesis

Con un balance de fuerzas entre solo dos gotas es posible estimar el tiempo que tardarán en colisionar ambas gotas y se asume que el tiempo entre colisiones (inverso de la frecuencia de colisiones) es directamente proporcional a la cinética de coalescencia y separación de gotas del crudo en un separador electrostático de corriente directa.

Se asume que las principales variables que afectan el tiempo en el proceso de deshidratado y desalado electrostático de crudo son:

- Viscosidad del crudo.
- Densidad del crudo.
- Contenido de agua en el crudo.
- Voltaje aplicado.
- Tamaño de las gotas presentes en el crudo.

1.7 Objetivo

Determinar el efecto de las principales variables de proceso de desalado electrostático de corriente directa sobre la frecuencia de colisiones que permite estimar la cinética de eliminación de agua y sal del crudo.

CAPÍTULO 2: Modelado Matemático de la colisión de dos gotas.

En este trabajo se busca encontrar el efecto de las principales variables del proceso de desalado y deshidratado de crudo electrostáticamente, así como su relación entre ellas, para lo cual se analizó una emulsión de crudo inyectada entre dos electrodos, tal como se muestra en la Figura 2.1 y que se basa en el trabajo de Bresciani [10].

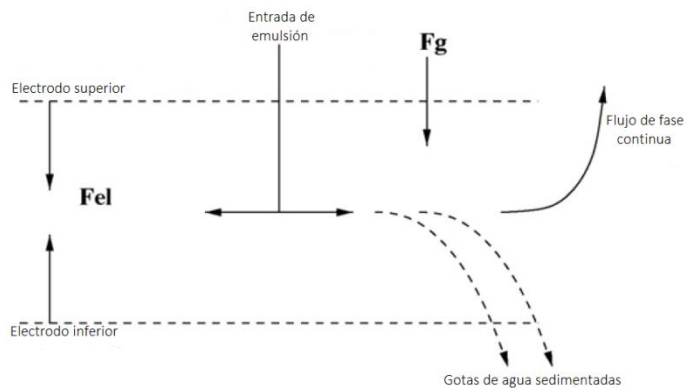


Figura 2.1. Arreglo geométrico de la desaladora electrostática.

Para desarrollar el modelo matemático con el cual se calculó el tiempo que tardan en chocar dos gotas de agua inmersas en el medio de petróleo crudo que originalmente están separadas una distancia, l_0 , la cual es función de la cantidad de agua que tiene la emulsión, asumiendo que las gotas se encuentran distribuidas homogéneamente y su tamaño permanece uniforme y en consecuencia que la distancia de separación entre las gotas es constante.

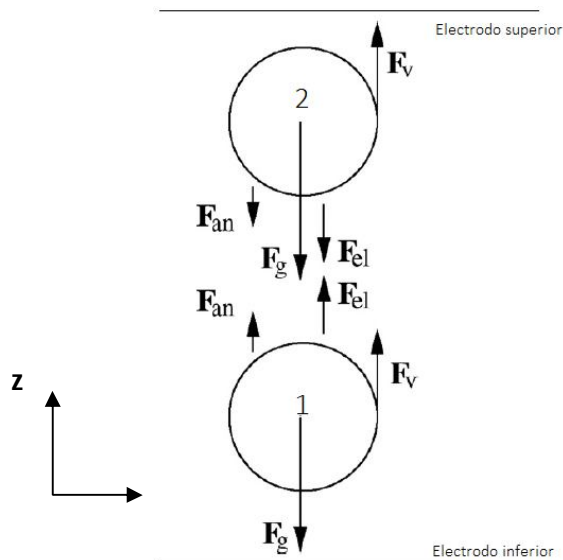


Figura 2.2. Esquema de las fuerzas que actúan sobre dos gotas de agua de igual tamaño, separadas por una distancia l_0 .

Esa distancia inicial entre gotas del mismo tamaño se calcula como:

$$l_0 = (1.613X^{-0.333} - 2)a \quad (1)$$

Donde X es el porcentaje de volumen de agua en la emulsión y a es el tamaño de gota.

En la Figura 2.2 se muestra el esquema de dos gotas separadas una distancia l_0 , y que viajan entre dos electrodos como se aprecia en la Figura 2.1. Como ya se mencionó anteriormente, este modelo está basado en el trabajo de Bresciani y colaboradores [10].

Las fuerzas verticales que actúan sobre ambas gotas en un desalador electrostático de corriente directa son:

- a) Fuerza de gravedad que mueve a las dos gotas hacia abajo,
- b) Fuerza boyante que empuja a ambas gotas hacia arriba,
- c) Fuerza de arrastre o la fricción que ejerce el fluido sobre cada gota que va en dirección contraria al movimiento de las gotas, y
- d) Fuerza de atracción dipolar que se genera por la acción de un campo eléctrico de corriente directa y que atrae a las gotas.

Estas fuerzas se pueden representar con las expresiones:

Fuerza de gravedad y boyante, Fg :

$$Fg = \frac{4}{3}\pi a^3(\rho_a - \rho_o)g \quad (2)$$

Fuerza de arrastre, Fv :

$$Fv = 6\pi\mu a v \quad (3)$$

donde v es la velocidad de la emulsión.

Fuerza de atracción dipolar, Fel :

$$Fel = \frac{6KE^2a^2}{(l/a)^4} \quad (4)$$

En la Tabla 2.1 se muestran los símbolos y valores usados en las expresiones anteriores.

Símbolo	Propiedad	Valor
E	Campo eléctrico	1 kV/cm
a₁	Radio de la gota inferior	1x10 ⁻⁵ m
a₂	Radio de la gota superior	1x10 ⁻⁵ m
ρ_a	Densidad del agua	943 kg/m ³
ρ_o	Densidad del crudo	892 kg/m ³
g	Constante gravitacional	9.81m/s ²
μ	Viscosidad del crudo	4.4 x 10 ⁻³ Kg/ms
X	Porcentaje en volumen del agua	7%
K	Constante dieléctrica del Crudo	8.85x10 ⁻¹²

Tabla 2.1. Propiedades y condiciones utilizadas en el modelo matemático.

Aplicando la segunda ley de Newton del movimiento en la dirección de la gravedad para cada gota, se pueden derivar dos ecuaciones diferenciales ordinarias que describen la trayectoria de ambas gotas:

$$\frac{dv_2}{dt} = \frac{g(\rho_a - \rho_o)}{\rho_a} + \frac{9KE^2a_2^3}{2\pi\rho_a l^4} - \frac{9\mu_o}{2a_2^2\rho_a} v_2 \quad (5)$$

$$\frac{dv_1}{dt} = \frac{g(\rho_a - \rho_o)}{\rho_a} - \frac{9KE^2a_1^3}{2\pi\rho_a l^4} - \frac{9\mu_o}{2a_1^2\rho_a} v_1 \quad (6)$$

En donde el subíndice 1 se refiere a la gota de abajo y el subíndice 2 a la gota de arriba, mientras que v son las velocidades de las gotas en dirección vertical.

La expresión con la que se calculó la distancia entre las gotas, l , a medida que pasa el tiempo es:

$$\frac{dl}{dt} = v_1 - v_2 \quad (7)$$

El sistema de tres ecuaciones diferenciales ordinarias acopladas (ecuaciones 5 a 7), se resolvió por el método numérico de Runge-Kutta de 4° orden por medio de las siguientes expresiones:

$$V_1^{t+\Delta t} = V_1^t + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)\Delta t \quad (8)$$

$$V_2^{t+\Delta t} = V_2^t + \frac{1}{6}(k'_1 + 2k'_2 + 2k'_3 + k'_4)\Delta t \quad (9)$$

$$l_1^{t+\Delta t} = l^t + \frac{1}{6}(k''_1 + 2k''_2 + 2k''_3 + k''_4)\Delta t \quad (10)$$

Donde las pendientes $k_1, k_2, k_3, k_4, k_1', k_2', k_3', k_4', k_1'', k_2'', k_3'',$ y k_4'' se evaluaron siguiendo la metodología convencional propia de la técnica de Runge – Kutta, mientras que los superíndices t y $t+\Delta t$, denotan tiempos actuales y futuros en la integración de Runge-Kutta.

La técnica de Runge – Kutta se programó en lenguaje de programación Fortran 90, cuyo listado se muestran en el Apéndice 1 de esta tesis.

CAPÍTULO 3: Resultados

Se aplicó el modelo matemático desarrollado y descrito en el capítulo anterior, el cual una vez que arrojó resultados robustos, se usó para hacer un análisis del proceso, en donde se variaron los siguientes parámetros para estimar el tiempo de colisión (o la frecuencia de colisiones):

- Porcentaje de humedad (X) de 3, 5, 7, 10 y 12 %,
- Caída de potencial (E) de 0.1, 0.5, 1, 2 y 3 kV/cm,
- Viscosidad (μ) en 0.017, 0.027, 0.044 y 0.071 kg/ms.

Los tiempos obtenidos para el choque de dos gotas con el mismo tamaño de 10 micras (típico tamaño de emulsiones estables), y variando las condiciones anteriores se muestra en los siguientes resultados que se presentan en las gráficas de las Figuras 3.1 para visualizar el efecto del contenido de humedad (Figura 3.1a), de la viscosidad (Figura 3.1b), del potencial eléctrico (Figura 3.1c), con un acercamiento a tiempos más cortos para su mejor apreciación en la Figura 3.1d, con el propósito de analizar el efecto de estas variables

sobre la frecuencia de colisiones. Las figuras muestran las distancias entre las gotas en función del tiempo usando los parámetros y condiciones de operación mostrados en la Tabla 2.1 y variando solo un parámetro para medir su influencia sobre el tiempo entre choques que se ve en las distintas líneas de cada gráfica. Se nota en dichas figuras que al aumentar el contenido de humedad y el campo eléctrico disminuyen los tiempos entre choques y que al aumentar la viscosidad del crudo aumentan los tiempos para alcanzar un choque entre las dos gotas. Dicho de otro modo, se aprecia que al aumentar el contenido de humedad y el campo eléctrico o disminuir la viscosidad, aumenta la frecuencia de colisiones o la probabilidad de mejorar la coalescencia y por ende el desalado/deshidratado de crudo. Los efectos del potencial y del contenido de humedad se ven no lineales sobre el tiempo entre colisiones, mientras que el efecto de la viscosidad cualitativamente parece ser lineal (un aumento de la viscosidad aumenta proporcionalmente el tiempo entre colisiones).

Efecto de la humedad

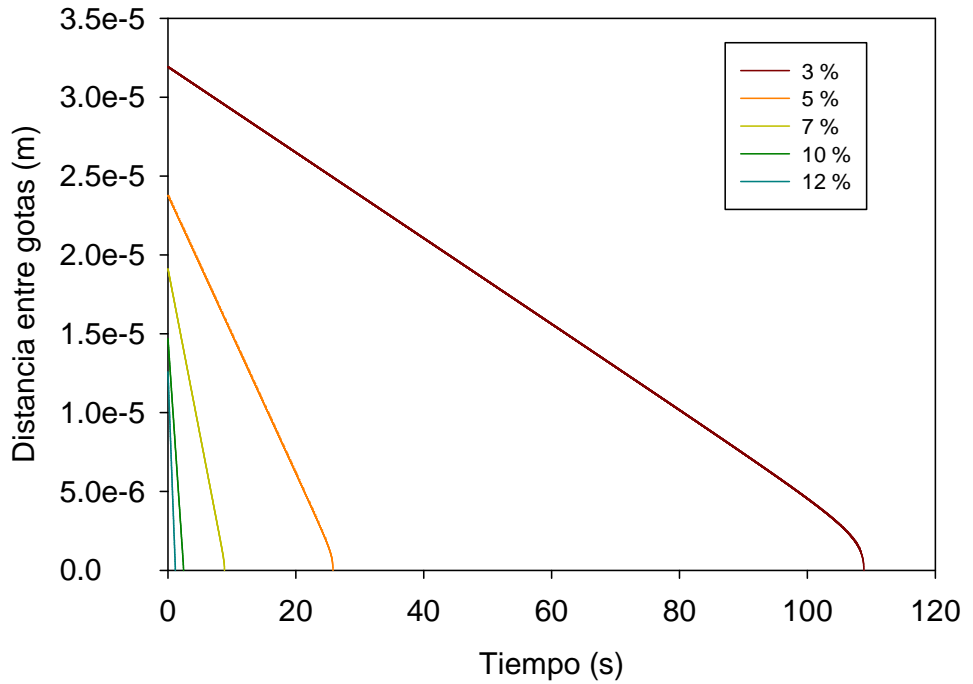


Figura 3.1 a) Tiempo calculado para el choque de dos gotas bajo el efecto de porcentaje de humedad.

Efecto de la viscosidad

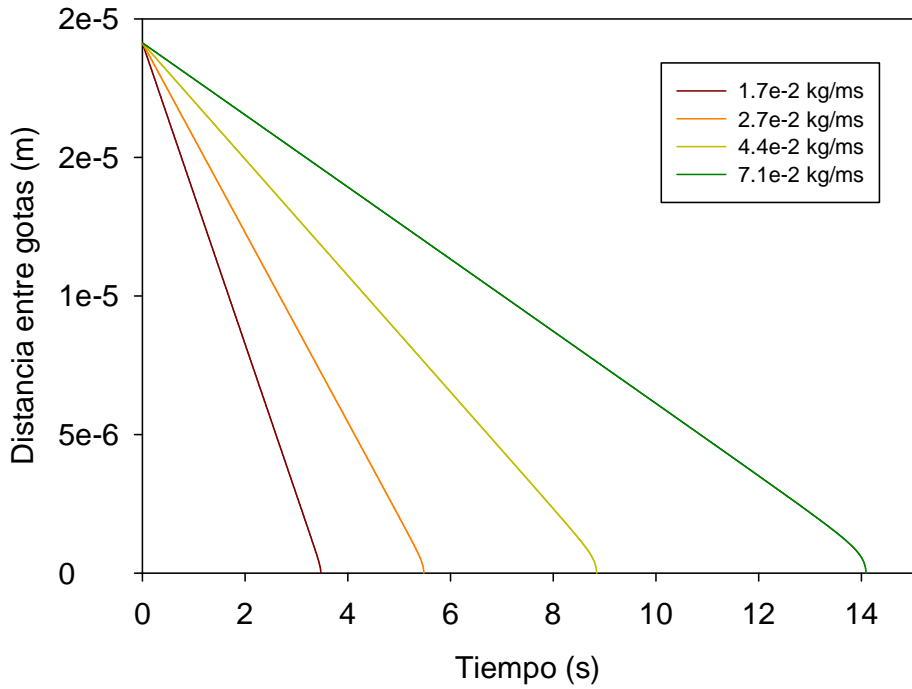
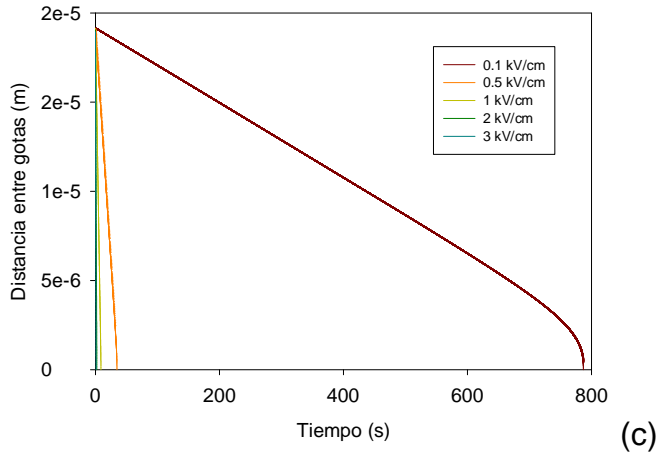


Figura 3.1 b) Tiempo calculado para el choque de dos gotas bajo el efecto de la viscosidad.

Efecto de la caída de potencial



Efecto de la caída de potencial

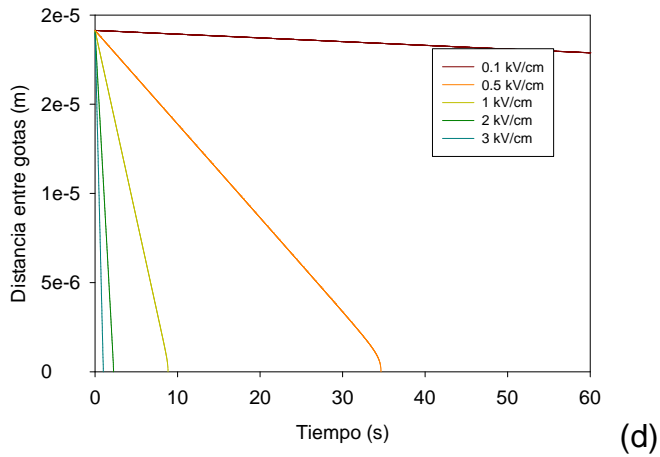


Figura 3.1. c) Tiempo calculado para el choque de dos gotas bajo el efecto de caída de potencial, d) acercamiento a la zona de interés del gráfico c).

Con los tiempos obtenidos (Figura 3.1) para que se den los choques a partir de la resolución del sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias por Runge-Kutta 4° orden (ecuaciones 5, 6 y 7), se realizó un análisis de regresión multivariable, donde se obtuvo la correlación de la ecuación (11):

$$t = 93433.0113 x^{-3.24237} E_0^{-1.96422} a^{-0.0223155} \mu^{0.945284} \quad (11)$$

$$R^2 = 99.7306 \%$$

En la Figura 3.2 se muestra la buena correlación de la regresión multivariable de la ecuación (11), confirmando la validez de la ecuación (11) que describe de manera cuantitativa el efecto de cada variable sobre el tiempo entre colisiones, mostrando que el tiempo entre colisiones es directamente proporcional a la viscosidad ($t_{\text{colisiones}}$ varía proporcionalmente con $\mu^{0.9453}$), y varía inversamente con casi el cubo del contenido de humedad y con casi el cuadrado del potencial eléctrico ($t_{\text{colisiones}}$ varía inversamente proporcionalmente con $E_0^{1.96}$ y $x^{3.24}$).

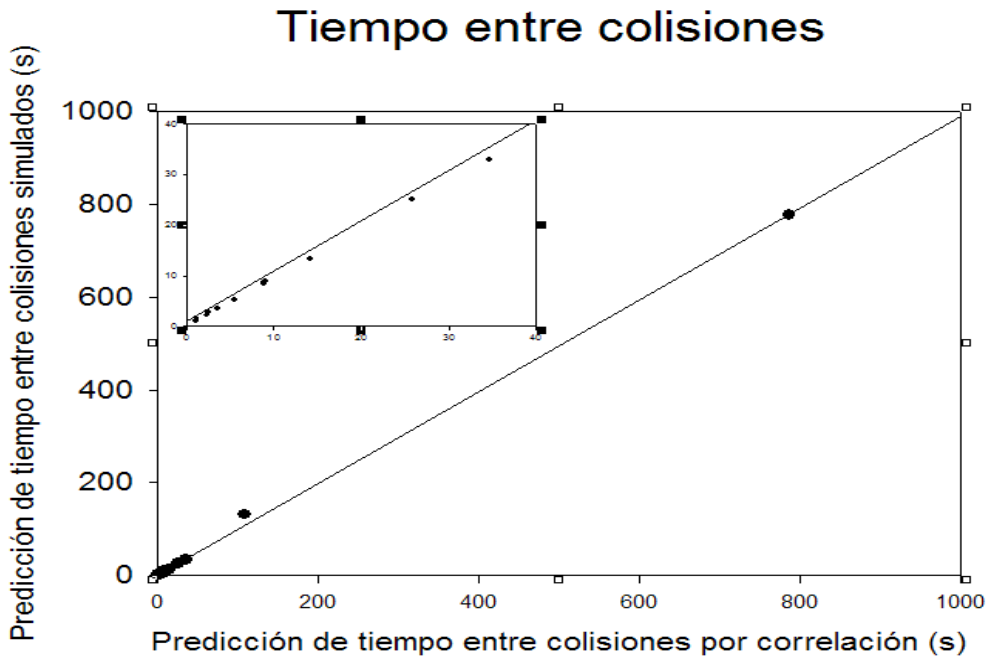


Figura 3.2. Correlación obtenida a partir del análisis de regresión multivariable del tiempo de choque entre gotas de agua en petróleo crudo.

Posteriormente se analizó el problema con dos gotas de distintos tamaños, para lo cual se calculó la distancia inicial l_0 con la expresión

(12):

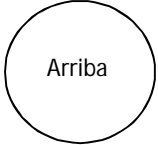
$$l_0 = \left(\frac{2\pi(a_1^3 + a_2^3)}{3x} \right)^{1/3} - (a_1 + a_2) \quad (12)$$

donde a_1 y a_2 representan a la gota de arriba y de debajo de distinto tamaño. Para realizar el análisis del proceso se hizo el cálculo con las ecuaciones 5, 6 y 7, fijando las condiciones iniciales mostradas en la Tabla 2.1, y sólo se varió el tamaño de gota de acuerdo a la Tabla 3.1.

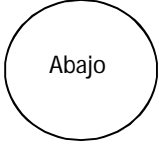
En las Figuras 3.3 se presentan los resultados de los tiempos de colisión para las distintas configuraciones de tamaños de gota, y en todas las gráficas de esta figura se presenta la distancia entre dos gotas separadas inicialmente una distancia l_0 en función del tiempo y tomando las condiciones de proceso mostradas en la Tabla 2.1.

Posición de la gota	Tamaño de gota (micras)			
Arriba	1	1	1	1
Abajo	5	10	15	20
Arriba	5	5	5	5
Abajo	1	10	15	20
Arriba	10	10	10	10
Abajo	1	5	15	20
Arriba	15	15	15	15
Abajo	1	5	10	20
Arriba	20	20	20	20
Abajo	1	5	10	15

Electrodo superior



Arriba



Abajo

Electrodo inferior

Tabla 3.1. Matriz de corridas computacionales para el análisis del efecto de distinto diámetro de las gotas de agua inmersas en crudo sobre el tiempo entre colisiones.

Efecto del tamaño de gota

1-x

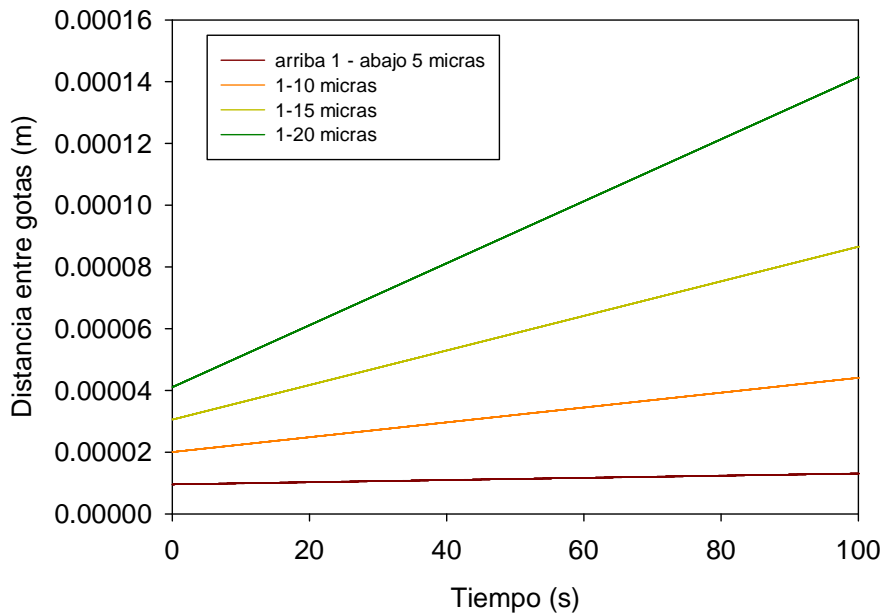


Figura 3.3. a) tiempo calculado de los choques de las gotas de distintos tamaños, en donde el diámetro de la gota de arriba es de 1 micra y la gota de abajo varía de 1, 5, 10, 15 y 20 micras.

Efecto del tamaño de gota 5-x

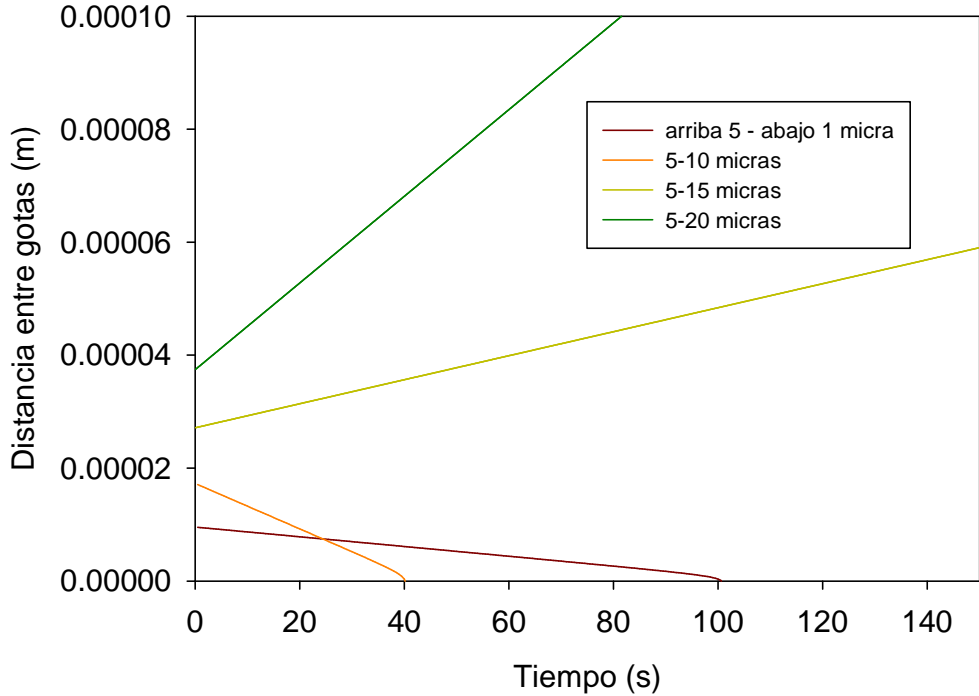


Figura 3.3 b) el diámetro de la gota de arriba es de 5 micras y el de la gota de abajo varía de 1, 10, 15 y 20 micras.

Efecto del tamaño de gota 10-x

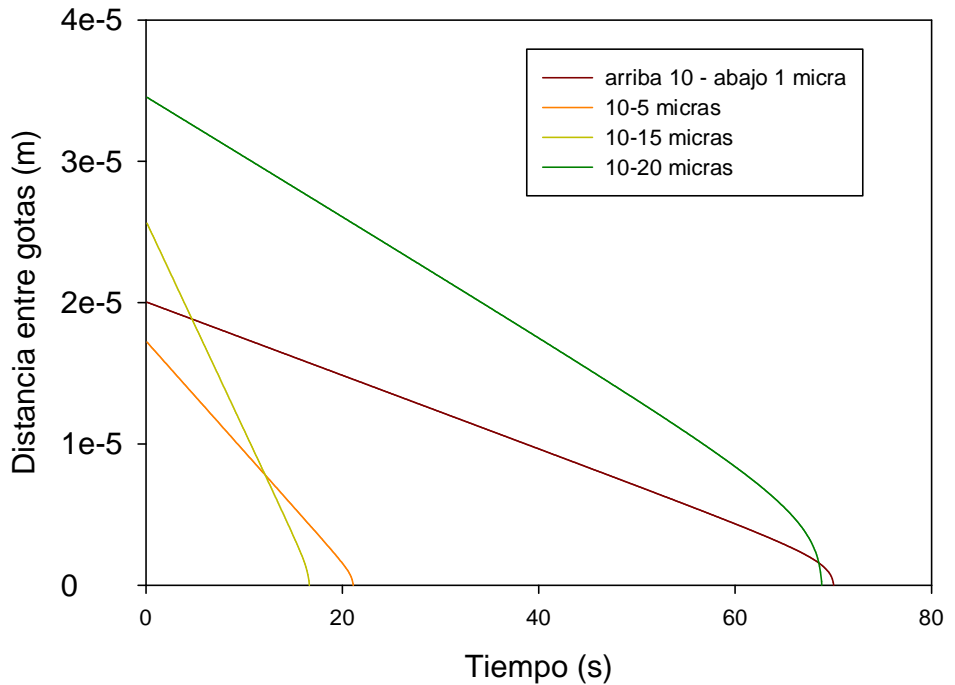


Figura 3.3 c) el diámetro de la gota de arriba es de 10 micras y el de abajo varía de 1, 5, 15 y 20 micras.

Efecto del tamaño de gota 15-x

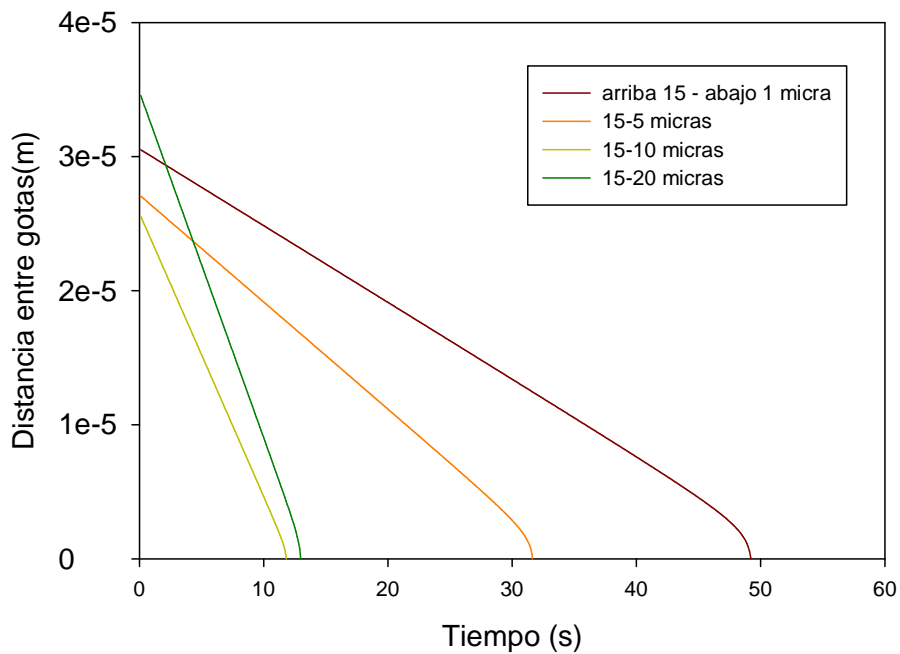


Figura 3.3 d) el diámetro de la gota de arriba es de 15 micras y el de abajo varía de 1, 5, 10 y 20 micras.

Efecto del tamaño de gota 20-x

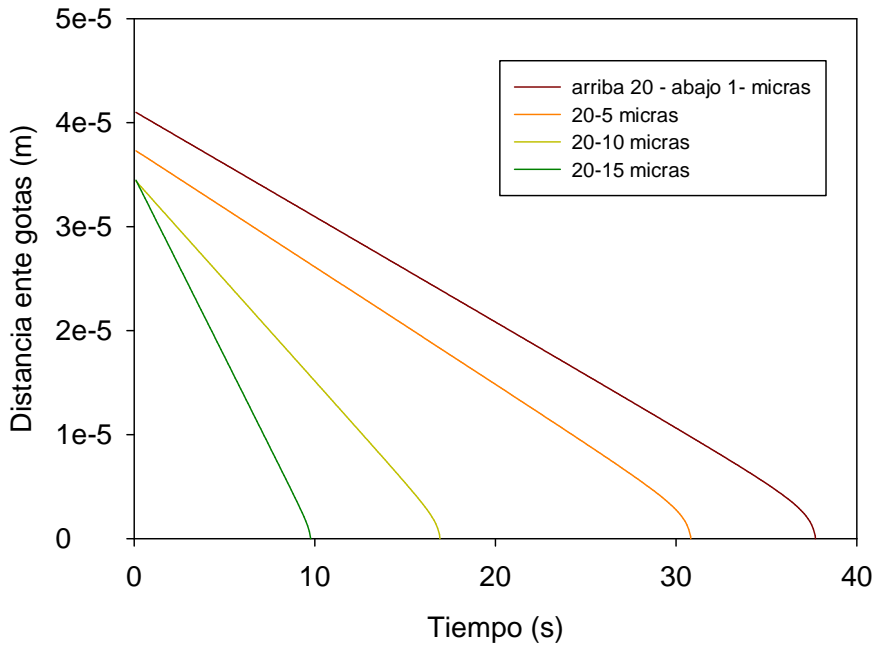


Figura 3.3 e) el diámetro de la gota de arriba es de 20 micras y el de abajo varía de 1, 5, 10 y 15 micras.

Cuando la gota de arriba es chica (1 micra) no se logran colisiones nunca, lo cual pasa también con 5 micras. Cuando la gota de arriba y de abajo son muy parecidas en tamaño se logran colisiones más rápidas que cuando las gotas de arriba y de abajo son muy distintas, aunque se recalca que la gota de arriba pequeña no genera ni siquiera colisiones.

CAPÍTULO 4: Discusión de resultados

A partir de los resultados de la Figura 3.1, en donde se muestran gotas con un mismo diámetro, se aprecia que al aumentar el contenido de humedad, el tiempo de colisión disminuye, lo que seguramente mejorará la cinética del desalado. Esto es muy obvio, ya que al tener mayor humedad (para un tamaño de gota fijo), las gotas están más cercanas unas a otras, por lo que es más probable que se encuentren en poco tiempo. Las fuerzas dipolares solo son considerables cuando las gotas se acercan, por lo que conviene tenerlas cerca con un contenido de humedad lo más elevado posible. Se aprecia también con claridad, que al disminuir la viscosidad (aumentar la temperatura) disminuye el tiempo de colisión. Al estar viajando en un aceite más viscoso, las gotas sufren mayor fuerza de arrastre que inhibe la colisión, y por lo tanto empeora el desalado. Finalmente, el efecto del campo eléctrico es muy severo. Al aumentar el valor del campo eléctrico se disminuye sustancialmente el tiempo entre colisiones, lo que implica que esta variable es crítica para el

desalado. Sin duda que las variables que más influyen en el tiempo entre colisiones son el porcentaje de humedad y el campo eléctrico, siendo los valores de tiempo entre colisiones entre 1 y 100 segundos para gotas que en todos los casos tuvieron un tamaño de 10 micras.

Entonces, las variables que más influyen en el tiempo de choque de las gotas son el contenido de humedad y el campo eléctrico, por lo que un porcentaje adecuado de agua debe ser controlado mediante adición de agua de lavado. Sin embargo, esta adición está sujeta a la disponibilidad de agua dulce en las refinerías, lo cual en México no está garantizado. El hecho de que la viscosidad no sea la variable más influyente da mucho optimismo a las pocas refinerías mexicanas que procesan crudo mexicano, el cual es cada vez más denso y se tiene el mito de que por ser tan denso es casi imposible de desalar y deshidratar con éxito y eficientemente, lo cual sostenemos con este análisis que si es factible hacerse de manera eficiente.

Estos análisis los podemos reafirmar con el análisis de regresión multivariable, en donde podemos ver que las variables que

disminuyen el tiempo de los choques entre gotas son el porcentaje de humedad y el campo eléctrico, ya que el tiempo varía inversamente con el cubo de la humedad e inversamente con el cuadrado del campo eléctrico. Mientras el tiempo tiene una dependencia lineal con la viscosidad.

Otro aspecto importante es que la humedad es la variable más significativa (tiempo entre colisiones cambia inversamente con el cubo de la humedad), seguida por el campo eléctrico (inversamente al cuadrado de E) y finalmente la viscosidad presenta una dependencia lineal con el tiempo entre colisiones. El inverso del tiempo entre colisiones no es otra cosa que la frecuencia de colisión, parámetro vital en la operación de la desaladora.

De acuerdo a los resultados de la Figuras 3.3, en donde se analizó el efecto del tamaño de gotas, podemos ver que los tiempos más cortos son en donde las gotas tienen un tamaño similar, lo que nos indica que una distribución amplia de tamaños de gota no es recomendable para deshacer estas emulsiones. En todos los casos en donde la gota tuvo un diámetro de 1 micra no se dio el choque de gota, por lo que

este tamaño de gota es poco adecuado para el desalado/deshidratado. El tamaño de gota lo da la agitación y la turbulencia que se producen en la válvula mezcladora a la entrada del desalador electrostático que a su vez se controla con la variable de operación de diferencia de presión con la que está válvula opera. Entonces, la diferencia de presión debe ser suficiente para crear una dispersión estable con gotas pequeñas de tamaño homogéneo, pero no tan grande para no crear emulsiones con tamaños de gota menores a 10 micras que son muy estables y que difícilmente se pueden separar con los tiempos de residencia normales en estos desaladores. Tampoco es recomendable distribución amplia de tamaños de gota.

Sin embargo, se debe recordar que este análisis es considerando dos gotas aisladas y de ninguna manera representa al proceso real de la desaladora, por lo que los resultados arrojados con este modelo simplificado, aunque muestran tendencias interesantes, deben tomarse con reserva para su posible aplicación en el proceso industrial.

CAPÍTULO 5: Conclusiones

- Se determinó el efecto de las principales variables para lograr la desemulsificación (desalado/deshidratado) de crudo en base a los tiempos para colisionar dos gotas de agua en una emulsión agua-en-crudo en un desalador electrostático de corriente directa de acuerdo a los resultados obtenidos con el modelo simple desarrollado en este proyecto, y basado en un balance de fuerzas entre solo dos gotas. Los efectos de de las variables sobre los tiempos de colisión son:
 - **Porcentaje de humedad.** Inversamente proporcional al cubo.
 - **Caída de potencial.** Inversamente proporcional al cuadrado.
 - **Viscosidad:** directamente proporcional.
 - El tamaño de gotas debe ser homogéneo o con una diferencia de ± 5 micras entre ellas, para asegurar un choque entre ellas.
 - El tamaño de gota recomendable debe estar entre 10 y 20 micras.

Bibliografía

1. Ramesh Varadaraj, David W. Savage, and Cornelius H. Brons, Chemical demulsifier for desalting heavy crude, US Patent Office 6,168,702, Patented Jan. 2, (2001).
2. Lawrence N. Kremer, Demulsifying composition, US Patent Office 5,176,847, Patented Jan. 5, (1993).
3. Gary W. Sams and Moshen Zaouk, Emulsion Resolution in Electrostatic Processes, Energy & Fuels, Vol. 14, (2000), pp. 31-37.)
4. A. Bhardwaj, S. Hartland, Ind. Eng. Chem. Res. Vol. 33, (1994), 1271.
5. H. K. Abdel-Aal, Mohamed Aggour, and M. A. Fahim, PETROLEUM AND GAS FIELD PROCESSING, Ed. Marcel Dekker, Ney York, 2003.
6. Ali Khairan Alshehri, Modeling and Optimization of Desalting Process in Oil Industry, Master of Applied Science Thesis, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2009.

7. Pruneda, Erik Fetter, Rivero Borrell Escobedo, Enrique y Garfias Vázquez, Francisco Javier. Optimum Temperature in the Electrostatic Desalting of Maya Crude Oil, J. Mex. Chem. Soc, Vol. 49, No. 1, (2005), pp. 14-19.
8. Gary W. Sams, Challenges of desalting Canadian crudes, Reporte CAMERON.
9. Gary W. Sams & Kenneth W. Warren NATCO Group, Inc., New Methods of Application of Electrostatic Fields, AIChE Spring National Meeting Recent Advances in Desalting New Orleans, Louisiana, April 2004.
10. Bresciani, Antonio E. Alves, Rita M. B. and Nascimento, Claudio A. O., Coalescence of water droplets in crude oil emulsions: analytical solution, Chemical Engineering Technology, Vol. 33 No. 2 (2010), pp. 237-243.
11. Marfisi, Shirley y Salager, Jean Louis. Deshidratado de crudo. Principios y tecnología. Laboratorio FIRP. Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes. Venezuela. 2004. 37 pp.

12. Clemente, M. (2003). Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia. Tesis. Escuela de Ingeniería. Universidad de las Américas Puebla.
13. Barberii E. El Pozo Ilustrado. PDVSA. (1998).
14. Stewart, M. and Arnold, K. Emulsions and oil treating equipment. Selection, sizing and trouble shooting. Elsevier Inc. USA. (2009).
15. http://www.energia.gob.mx/res/85/Refinacion_Web.pdf (fecha de consulta 22/02/2013)
16. <http://proinquica.over-blog.es/> (fecha de consulta 22/02/2013)
17. <http://www.imp.mx> (fecha de consulta 22/02/2013)
18. <http://materias.fi.uba.ar/7605/Archivos/Refineria.pdf> (fecha de consulta 22/02/2013)
19. <http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/> (fecha de consulta 22/02/2013)
20. <http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/secmj98.htm> (fecha de consulta 22/02/2013)
21. http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-

petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121 (fecha de consulta 22/02/2013)

22. http://www.scribd.com/fullscreen/24999051?access_key=key-2gw2uons4anlrdbecv0 (fecha de consulta 22/02/2013)

APÉNDICE 1: Código en Fortrán

```
c PROGRAMA QUE CALCULA EL TIEMPO EN QUE COLISIONAN
DOS GOTAS DE AGUA EN UNA EMULSION AGUA EN CRDO
C PROGRAMA CREADO POR:
C
C          SANDRA DELINT Y MARCO A. RAMIREZ
C          26 DE OCTUBRE DE 2011
C ++++++ INICIO DEL
PROGRAMA ++++++
C ***** DECLARACION DE
VARIABLES *****
C rhoa= densidad del agua, en kg/m3
C rhoo= densidad del aceite, en kg/m3
C a1= diámetro de gota 1, en m
C a2= diámetro de gota 2, en m
C muo= viscosidad de crudo, en kg/ms
C g= constante gravitatoria, 9.81 m//s2
C tiempo== tiempo de cálculo, en s
C deltat= paso de tiempo para Runge-Kutta, en s
C k= constante dieléctrica, en xxx
C E= gradiente de potencial eléctrica, en kV/cm
C Eo= factor de conversión, 1x10-5
      real rhoa, rhoo, a1, a2, muo, g, tiempo,
deltat, k, E, Eo
C ***** DECLARACION DE
VARIABLES *****
C pi= 3.1416
C v1= velocidad de gota 1 al tiempo presente, en
m/s
C v2= velocidad degota 2 al tiempo presente, en
m/s
C v1n= velocidad de gota 1 al tiempo futuro, en m/s
C v2n= velocidad de gota 2 al tiempo futuro, en m/s
C al= distancia entre gotas al tiempo presente, en
m
C aln= distancia entre gotas al tiempo futuro, en m
C pn1, pn2, pn3, pn4: pendientes de la técnica de
Runge-Kutta para la velocidad de gota 1
C x= fracción de agua
      real pi, v1, v2, v1n, v2n, al, aln, pn1, pn2,
pn3, pn4, x
```

C p11, p22, p33, p44: pendientes de la técnica de Runge-Kutta para la velocidad de gota 2
 C p111, p222, p333, p444: pendientes de la técnica de Runge-Kutta para la distancia entre gotas
 real p11, p22, p33, p44, p111, p222, p333,
 p444

```

open (unit=1, file='12porciento.txt')
Eo=1.0
E=Eo*1.0e5
a1=10.0e-6
a2=10.0e-6
rhoa=943.0
rhoo=892.0
g=9.81
muo=3.4e-3
k=8.85e-12*2.2
pi=3.1416
x=0.12
deltat=0.0001
tiempo=0.0
a1=(1.613*x**-0.333333-2.0)*a2
v1=((4./3.)*pi*(a1**3)*g*(rhoa-rhoo)-
(6.*k*(E**2)*(a1**6)))/
&(a1**4))/(6.*muo*pi*a1)
v2=((4./3.)*pi*(a2**3)*g*(rhoa-
rhoo)+(6.*k*(E**2)*(a2**6)))/
&(a1**4))/(6.*muo*pi*a2)
WRITE(*,*)a1
C ***** inicia 1
técnica de Runge-Kutta *****
do i=1, 100000
pn1=((4./3.)*pi*(a1**3)*g*(rhoa-rhoo))-
((6.*k*(E**2)*(a1**6)))/
&(a1**4))-(6.*muo*pi*a1*(v1))
pn2=(4./3.)*pi*(a1**3)*g*(rhoa-rhoo)-
((6.*k*(E**2)*(a1**6)))/
&(a1**4))-(6.*muo*pi*a1*((v1+0.5*deltat*pn1)))
pn3=(4./3.)*pi*(a1**3)*g*(rhoa-rhoo)-
((6.*k*(E**2)*(a1**6)))/
&(a1**4))-(6.*muo*pi*a1*((v1+0.5*deltat*pn2)))
pn4=(4./3.)*pi*(a1**3)*g*(rhoa-rhoo)-
((6.*k*(E**2)*(a1**6)))/
&(a1**4))-(6.*muo*pi*a1*((v1+deltat*pn3)))

```



```

        p11=(4./3.)*pi*(a2**3)*g*(rhoa-
rhoo)+((6.*k*(E**2)*(a2**6))/
/(al**4))-6.*muo*pi*a2*v2
        p22=(4./3.)*pi*(a2**3)*g*(rhoa-
rhoo)+((6.*k*(E**2)*(a2**6))/
/(al**4))-6.*muo*pi*a2*(v2+0.5*deltat*p11)
        p33=(4./3.)*pi*(a2**3)*g*(rhoa-
rhoo)+((6.*k*(E**2)*(a2**6))/
/(al**4))-6.*muo*pi*a2*(v2+0.5*deltat*p22)
        p44=(4./3.)*pi*(a2**3)*g*(rhoa-
rhoo)+((6.*k*(E**2)*(a2**6))/
/(al**4))-6.*muo*pi*a2*(v2+deltat*p33)
        v1n=v1+(1./6.)*(pn1+2.*pn2+2.*pn3+pn4)*deltat
        v2n=v2+(1./6.)*(p11+2.*p22+2.*p33+p44)*deltat
        p111=v1-v2
        p222=v1-v2
        p333=v1-v2
        p444=v1-v2

aln=al+(1./6.)*(p111+2.*p222+2.*p333+p444)*deltat
        tiempo=tiempo+deltat
c ***** Impresión resultados
*****
        write(1,*) tiempo, aln, v1n, v2n
        al=aln
        v1=v1n
        v2=v2n
        if (al.le.0.0) then
                goto 20
        else
                endif
        enddo
20      end

```