



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

## FACULTAD DE QUÍMICA

*“MODELADO MATEMÁTICO DE LA  
HIDRODINÁMICA EN UN DESALADOR DE  
CRUDO A NIVEL PLANTA INDUSTRIAL”*

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA QUÍMICA METALÚRGICA

PRESENTA

MÓNICA MONTES GUADARRAMA



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. Adrián Manuel Amaro Villeda**  
**2° SUPLENTE:**              **Profesor. Agustín Gerardo Ruiz Tamayo**

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:**

**Departamento de Ingeniería Química Metalúrgica**  
**Laboratorio de Solidificación y Simulación Matemática**  
**Edificio D, Facultad de Química, UNAM**

**ASESOR DEL TEMA:**

\_\_\_\_\_  
**Dr. Marco Aurelio Ramírez Argáez.**

**SUSTENTANTE:**

\_\_\_\_\_  
**Mónica Montes Guadarrama**

Este trabajo se realizó con el apoyo de:

SENER-CONACyT, proyecto número: 144156

“Alternativas tecnológicas para mejorar el sistema de desalado de crudo pesado en las refinerías”

## **AGRADECIMIENTOS**

*La única manera de descubrir los límites de lo posible es aventurarse un poco más dentro de lo imposible... (Pascal B.)*

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Química, por ser mi segunda casa y permitirme realizar un sueño más.

Al Dr. Marco Aurelio Ramírez Argáez, por su paciencia, su apoyo, sus enseñanzas. Debo decirle que: no pude haber elegido un mejor asesor. Gracias por ayudarme a superar este gran reto, gracias por su increíble amistad.

Al Dr. Carlos González Rivera, por todo su apoyo, dirección y comprensión.

Al Dr. Marco Talavera, por mostrarme otro ángulo de la vida y de la carrera

Al Dr. Fidel Reyes, por sus buenos consejos, por todo su apoyo y su valiosa amistad.

Al Dr. Gonzalo Galicia, por su amistad, sus consejos y sus enseñanzas.

## DEDICATORIA

*Nunca sabes cuál va a ser el día más importante de tu vida, los días que crees q serán importantes, nunca son como los imaginas en tu cabeza, los días que empiezan igual que otro cualquiera son al final los más importantes....*

*Los días en que te das cuenta de que no hay casi tiempo y quieres vivir para siempre...esos son los días más perfectos.*

Hoy estoy nuevamente aquí frente a la computadora, escribiendo mis agradecimientos y mis dedicatorias, el tiempo vuela, la vida pasa, los sueños se cumplen, paso a paso y a su debido tiempo hoy siento que soy "supergirl," lo logre estudie una Ingeniería, mi vida dio un giro completo al tomar esta decisión, deje de lado mi pasión (la biología), para sumergirme en un mundo más cuadrado, objetivo y creativo, pero todo esto con un motivo, marcar la diferencia y manteniendo mi promesa de que en algún momento de mi vida contribuiré a combatir el cáncer. Así que hoy, nuevamente agradezco a Dios por la vida que me concedió y por las personas que han aparecido en ella y por supuesto por lo que falta.

A mis padres, hoy nuevamente tengo que decirles: Gracias! Porque nunca han juzgado mis decisiones, por su cariño y apoyo incondicional. Aunque cuando te dije: voy a estudiar una segunda carrera, una ingeniería, tu pusiste una cara de: ¿de que estas hablando y porque?... mira hoy te digo ya termine, lo hice pero a pesar de tu reacción nunca, jamás me dijiste que no. Gracias Papá por estar siempre aquí.

Y obviamente a ti madre, en especial a ti, porque cuando te conté que estudiaría una segunda carrera tu reacción fue de sorpresa, positiva, nunca me dijiste que no y siempre creíste que lo lograría más que yo, siempre pensaste que era capaz de hacerlo y sé que tú también piensas que soy una "supergirl" porque Dios me dio las estrellas suficientes para poder brillar y llegar muy lejos.

A mi hermano... insistiéndole que todo es posible, si realmente lo deseas... El éxito de la vida consiste en seguir siempre adelante y ps atrás ni para agarrar vuelo eh! Tu y yo contra el mundo hermanito.

A mi mejor amigo (mi persona)...Javier, Por estar tu aquí y yo allá, pero al final conmigo. Gracias por toda tu paciencia, tu apoyo y tu tiempo. (...A te che sei semplicemente sei sostanza dei giorni miei, A te che mi hai insegnato i sogni e l'arte della`avventura, A te che credi nel coraggio e anche nella paura, A te che sei la miglior cosa che mi sia succesa, A te che cambi tutti i giorni e resti sempre la stessa, A te che sei le forze della natura si concentrano in te, Che sei una roccia sei una pianta sei un uragano, Sei l`orizzonte che mi accoglie quando mi allontano, A te che sei l`único amico che io posso avere...)

A mis preciosos, Ore y Pascalito mis papashitos más hermosos, los más cariñosos y fieles. A mi wewesito por seguir conmigo y a pasquis por llegar a mi vida.

A mi mejor amiga metalera, la más hermosa persona del mundo mundial... Verito, grax por todos tus consejos (son maravillosos), por tu paciencia y por no juzgar nunca mis decisiones y de aquí hasta el fin del mundo. Jamás olvidare el buen click que hacemos como equipo y la química que tenemos juntas.

A Jovani, Joshi, Jerico, y por supuesto Gabriel, mis amigos de la carrera.

A mis grandes amigos Héctor y Arturo por haber estado en la etapa más difícil de este proceso y obviamente por brindarme un cachito de su gran amistad.

A los Diegos (David y Abreu), son un ejemplo a seguir y realmente los admiro mucho, hasta el nombre me quería cambiar...

Y finalmente a todas esas personas que formaron parte de mi crecimiento en esta etapa de la vida, a Miguel Iván, a la profesora Gaby a Saulo a Ramses, a mis amigos de la prepa y por supuesto a mis amigos Sebas, Carola, Gaby, Estafa, Lala y Chio porque aunque no estemos cerca, saben que siempre pienso en ustedes con mucho cariño

"El Científico estudia y explora lo que es, el Ingeniero crea lo que nunca ha sido" Theodore Von Karman i Y hoy soy los 2 i

*"En este lugar  
perdemos demasiado tiempo  
mirando hacia atrás.*

*Camina hacia el futuro,  
abriendo nuevas puertas  
y probando cosas nuevas.*

*Sé curioso...  
porque nuestra curiosidad  
siempre nos conduce por nuevos caminos"*

*WD*

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>2</b>
1.1 <i>Petróleo. Origen, composición y tipos.....</i>	2
1.2 <i>Proceso de extracción de crudo .....</i>	4
1.3 <i>Desalado y deshidratado de crudo.....</i>	5
1.4 <i>Métodos para desemulsificar.....</i>	7
<b>2. HIPÓTESIS.....</b>	<b>10</b>
<b>3. OBJETIVO.....</b>	<b>10</b>
<b>4. METODOLOGÍA.....</b>	<b>10</b>
4.1 <i>Formulación del modelo matemático .....</i>	11
4.1.1 <i>Suposiciones.....</i>	11
4.1.2 <i>Ecuaciones gobernantes.....</i>	11
4.2 <i>Diseño del desalador industrial.....</i>	14
4.3 <i>Diseño de la geometría y la construcción de la malla del desalador industrial.....</i>	15
<b>5. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>18</b>
5.1 <i>Efecto del porcentaje de agua en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.....</i>	18
5.2 <i>Efecto del campo eléctrico en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.....</i>	22
5.3 <i>Efecto de la tensión superficial en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.....</i>	27
5.4 <i>Efecto de la viscosidad en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial. ....</i>	31
<b>6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>36</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>38</b>
<b>8. ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>40</b>



# 1. INTRODUCCIÓN

## *1.1 Petróleo. Origen, composición y tipos.*

La formación de petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar. Es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en años atrás quedaron incorporados en esos depósitos. El petróleo no está distribuido de manera uniforme en el subsuelo, se deben presentar algunas condiciones para que se acumule, primero: debe existir una roca permeable para que el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca, debe existir una roca impermeable que evite la fuga del crudo y el gas a la superficie y debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento (1).

En México cerca del 88% de la energía primaria que es consumida proviene del petróleo. La palabra petróleo viene del latín *petra* (piedra) y *óleo* (aceite), (2). La composición del petróleo varía dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que lo integran, estas características determinan su comportamiento como combustible, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno constituyen a las parafinas (metano, etano, propano, etc. Cuando las cadenas son ramificadas se presentan las isoparafinas (isobutano, isopentano, etc.), al presentarse enlaces dobles entre átomos de carbono se forman las oleofinas (etileno, propileno, etc), cuando se tienen cadenas cíclicas se obtiene los naftenos y cuando los ciclos presentan dobles uniones se presenta la familia de los aromáticos. Además existen otros elementos presentes en el crudo como el azufre, nitrógeno y oxígeno (3).

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo que se presenta en la Tabla 1) [4].

<b>ACEITE CRUDO</b>	<b>DENSIDAD (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>DENSIDAD GRADOS API</b>
<b>Extra pesado</b>	>1.0	10.0
<b>Pesado</b>	1.0-0.92	10.0-22.3
<b>Mediano</b>	0.92-0.87	22.3-31.1
<b>Ligero</b>	0.87-0.83	31.1-39
<b>Superligero</b>	<0.83	>39

*Tabla 1. Clasificación de los tipos de crudo, de acuerdo a su densidad y grados API.*

En México se preparan tres variedades de petróleo crudo, cuyas características se ven en la Tabla 2 (3):

<b>Características/ Tipos de crudo</b>	<b>MAYA (pesado)</b>	<b>ISTMO (ligero)</b>	<b>OLMECA (superligero)</b>
<b>API</b>	21-22	32-33	38-39
<b>VISCOSIDAD (SSU 100 °F)</b>	320	60	38
<b>AGUA Y SEDIMENTOS (%vol)</b>	0.5	0.5	0.5
<b>AZUFRE (%peso)</b>	3.4	1.3	0.73-0.95

*Tabla 2. Características de los crudos mexicanos.*

Los crudos tienen propiedades intrínsecas diferentes, los indicadores para determinar las calidades relativas: los grados API y el contenido de azufre. Al ser procesado bajo un mismo esquema de refinación, el primer indicador tiene una relación con el tipo y cantidad de productos que se obtienen, mientras que el segundos se vincula con la calidad de los productos (4). (ver Figura 1).

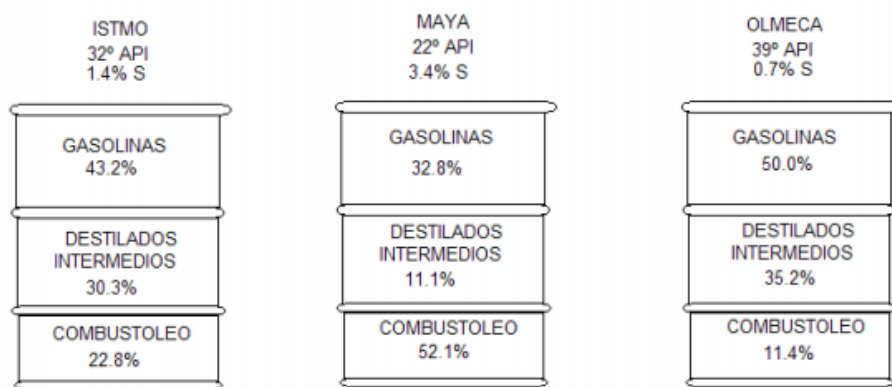


Figura 1. Indicadores (API y % S del tipo, cantidad y calidad de productos que se obtienen de los diferentes tipos de crudo) [4].

### 1.2 Proceso de extracción de crudo.

Los yacimientos de petróleo se ubican en el subsuelo, a diferentes profundidades (hasta 6 000 m), al fondo de los yacimientos se encuentra agua, por debajo de las mezclas de hidrocarburos pastosos y líquidos (que son menos pesadas que el agua) y en la parte más alta del depósito se ubican los hidrocarburos en estado gaseoso.

Después de que se localiza un yacimiento, se calcula su tamaño y se evalúan sus propiedades (roca circundante y fluidos al interior), de esta forma se puede estimar la cantidad de petróleo que pudiera contener y evaluar si es viable explotarlo. Para la extracción de petróleo, PEMEX cuenta con **193 plataformas marinas** equipadas con brocas para perforar el subsuelo hasta llegar al yacimiento. Al abrir un pozo se instalan los ductos y el hidrocarburo se extrae aprovechando la propia presión del yacimiento, con lo que se recupera hasta 30% del contenido; después, se inyecta aire o gas para poder sacar hasta un 45% adicional. El crudo remanente permanece en el pozo, pues con las técnicas disponibles es muy costoso extraerlo (2).

El crudo extraído es transportado a través de oleoductos para su tratamiento primario en donde se lleva a cabo el desalado y deshidratado (eliminación de sal y

agua). El agua y el crudo son líquidos inmiscibles, pero los esfuerzos de corte aplicados a la mezcla crudo-agua desde su extracción en el pozo hasta su transporte a la refinería por tuberías, codos cambios de sección, etc., promueve la formación de emulsiones (7). Las emulsiones se definen como: una dispersión de gotas de un líquido en otro en el que es completamente inmiscible (7). Para la formación de una emulsión, además del agua y el aceite, se necesita la agitación generada por las técnicas de succión del crudo y las energías de corte asociadas al transporte del crudo (8), además presencia de agentes emulsificantes como asfaltenos, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de corrosión, sólidos finamente divididos, etc (7).

Existen dos tipos de emulsiones, la 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 y la emulsiones crudo-en-agua (O/W), también llamada emulsión reversa, 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 (9).

### *1.3 Desalado y deshidratado de crudo.*

En la actualidad, los crudos traen contenidos de sal en un rango de 10 a 250 lb/1000 barriles. Esta salinidad se debe a la presencia de cloruros, bicarbonatos, sulfatos de Na, Ca, Mg disueltos en el agua, tanto la sal como el agua deben de eliminarse del crudo, debido a que producen corrosión en las refinerías, los productos de corrosión inhiben el intercambio de calor, algunas sales o compuestos metálicos envenenan los catalizadores, con la eliminación del agua es posible reducir el tamaño de las tuberías y tener un ahorro energético ( $C_{pH_2O} > C_{p\text{crudo}}$ ). El objetivo de someter al crudo a un proceso de desalado y deshidratado es obtener una composición final de sal en un rango de 3-5ppm (8,9,10).

Las operaciones de desalado y deshidratado de crudo deben hacerse al inicio de la refinación del crudo y estas consisten en romper las emulsiones agua en crudo y separarlas.

El proceso de desestabilización de la emulsión ocurre con una combinación de tres factores (7) (ver Figura 2):

1. Floculación: 2, 3 o más gotas se contactan pero cada gota mantiene su integridad.
2. 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
3. Coalescencia: 2, o más gotas forman una sola

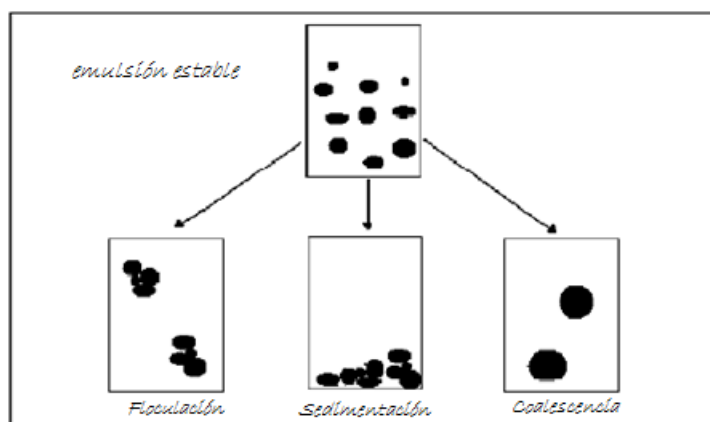


Figura 2. Floculación, sedimentación y coalescencia de gotas en emulsiones agua – en – crudo.

Sin embargo, las emulsiones pueden ser estables y difíciles de romper impidiendo la separación. La estabilidad de las emulsiones depende de (7): Densidad del crudo, viscosidad del crudo, la tensión superficial entre el agua y el crudo, la conductividad eléctrica del crudo, el tamaño de las gotas, la antigüedad de la emulsión, el % en volumen de agua, el % de asfaltenos, parafinas, sólidos suspendidos, la densidad del agua, su pH, su salinidad y el porcentaje de sólidos en el agua. La estabilidad se incrementa con el porcentaje de asfaltenos, de resinas, de ceras y de ácidos nafténicos (7,9).

Conforme la fase dispersa crece, la emulsión se hace más inestable y se produce la separación por gravedad.

En (9) se establece que una emulsión estable requiere de: 1) dos líquidos inmiscibles, 2) suficiente energía de agitación para dispersar una de las fases en la otra, 3) Presencia de un agente emulsificante.

#### *1.4 Métodos para desemulsificar*

Existen diferentes métodos para desemulsificar:

1. Separación por gravedad. La ley de Stokes, que predice la velocidad de asentamiento de una gota como:

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

Donde  $r$  es el radio de las gotas,  $\Delta \rho$  es la diferencia de densidades entre el crudo y el agua,  $\mu$  es la viscosidad del crudo y  $g$  es la constante gravitatoria.

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. 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 también provoca que la conductividad del crudo aumente, lo que empeora la separación.
4. Campo electrostático. La fase discontinua – gotas – es conductora y la continua – crudo- es no conductora. El campo eléctrico cambia la forma de la gota y promueve atracciones  $F = \frac{kd^6E^2}{1^4}$  entre gotas de acuerdo a:

Donde  $F$  es la fuerza dipolar de atracción entre dos gotas adyacentes,  $K$  es la constante dieléctrica del crudo,  $E$  es el campo eléctrico (V/m),  $d$  es diámetro de la gota y  $l$  es la distancia entre las gotas. Si el voltaje se excede se puede romper las gotas formando gotas más pequeñas que dan estabilidad a la emulsión. El voltaje crítico para romper la emulsión,  $E_{critical}$  (V/m), es:

$$E_{critical} = K \sqrt{\frac{\gamma}{d}}$$

Donde  $K$  es la constante dieléctrica del sistema crudo-agua,  $\gamma$  es la tensión superficial entre las gotas y el crudo y  $d$  es el diámetro de la gota (7).

En México el 70% del crudo producido es pesado (15), en la actualidad las operaciones de desalado/deshidratado se realizan en desaladoras electrostáticas, debido a que la separación por gravedad se dificulta pues la densidad del crudo se aproxima a la del agua. La idea del separador electrostático es someter a las gotas de agua a varias fuerzas (hidrodinámicas, gravitacionales y electrostáticas) que las aproxime una con otra para que haya muchas colisiones y floculen o se dé la coalescencia. De esta manera, el tamaño de las gotas crece y se favorece la separación gravitacional de las fases.

La selección del campo eléctrico también es una decisión clave que afecta la eficiencia del proceso.

En (11) se clasifica a los campos electrostáticos en tres tipos: a) AC, b) DC y c) combinados AC/DC.

Los Campos DC son muy eficientes removiendo agua, pero promueven corrosión, en cambio los AC toleran mucha H<sub>2</sub>O pero su naturaleza es no electrostática.

La coalescencia por fuerzas dipolares en campos AC es difícil por la frecuencia elevada con que cambian de polaridad los electrodos y limitan la movilidad de las

gotas. En cambio el campo DC promueve coalescencia dipolar pero produce corrosión pero requiere que el petróleo tenga conductividad eléctrica. Por eso, si el voltaje es combinado y se modula o pulsa se mejora el rompimiento de la emulsión. Los campos eléctricos deben promover los movimientos horizontales de las gotas.

El desalado se hace en dos o tres etapas agregando agua de lavado. Los tiempos de residencia en las desaladoras van de unos cuantos minutos a 2 horas (9), que junto con los campos eléctricos aplicados promueven la coalescencia. El desalado óptimo incluye un flujo isocinético para reducir cortos circuitos en los flujos y un campo electrostático agresivo (11). La diferencia de densidades entre el agua y el crudo se maximiza entre 90 y 100°, por lo que la fuerza motriz para la separación se maximiza en este rango de temperaturas (11).

En la refinería de Cd. Madero, Tamaulipas, existe un tren de dos desaladoras electrostáticas al inicio de la refinería para evitar corrosión en los equipos con el objetivo de reducir el nivel de sal hasta 0.5lb de sal por cada 1000 barriles. En estas desaladoras un flujo de crudo (con sal y agua) se mezcla con agua de lavado (cuyo porcentaje es una variable importante del proceso) para formar una emulsión en una válvula mezcladora y la 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 (a una temperatura adecuada) 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. El método mediante el cual las desaladoras bajo estudio eliminan agua y las sales es una combinación entre tratamiento con surfactantes y separación electrostática. Los surfactantes son reactivos químicos que modifican las tensiones superficiales y promueven la coalescencia de gotas de agua en emulsiones típicas agua-en-crudo que al crecer de tamaño son separadas fácilmente por gravedad, mientras que la separación electrostática aplica campos eléctricos potentes para generar fuerzas dipolares de atracción y electroforéticas que promueven coalescencia. Aunque en



realidad aún no se entiende la física que explique la coalescencia electrostática, se sugiere que estas fuerzas atractivas dipolares y electroforéticas actúan en las gotas (5,6,7).

## **2. HIPOTESIS**

A través de un modelo matemático que describa la fluido-dinámica de un flujo bifásico crudo-agua, en una emulsión agua en crudo, se podrán determinar las variables principales que intervienen en la separación o desemulsificación (deshidratado/desalado) en una desaladora industrial.

## **3. OBJETIVO**

3.1 Realizar la construcción de un modelo matemático hidrodinámico de un desalador industrial, para determinar la fluido-dinámica de la emulsión agua en crudo, con la finalidad de establecer las condiciones de operación óptimas que favorezcan la separación de las fases.

3.2 Resolver el modelo planteado con un software comercial *FLUENT ANSYS* y aplicar el modelo.

## **4. METODOLOGÍA**

4.0 Como un cálculo preliminar se tomó la ecuación obtenida del desarrollo de un primer modelo matemático simple (16), que calcula el tiempo que tardan en colisionar dos gotas de agua usando la segunda ley de Newton del movimiento, en donde se consideraron las fuerzas verticales que actúan sobre un par de gotas y que se determinan mediante la ley de Stokes. Con el desarrollo de este modelo simple, fue posible calcular el tiempo en que dos gotas tardan en chocar, partiendo de una distancia inicial dada por el contenido de agua en la emulsión y por el tamaño de gota promedio (asumiendo gotas uniformemente distribuidas en la emulsión). Mediante un análisis de regresión multivariable, se obtuvo la siguiente correlación

(ecuación 1) que describe el tiempo entre colisiones como función del campo eléctrico ( $E$ ), de la viscosidad del crudo ( $\mu$ ) y del porcentaje de humedad de la emulsión ( $X$ ):

$$t_{colisión} = 93433.0133X^{-3.24237}E^{-1.96422}\mu^{0.945284} \quad R^2=99.7306\%$$

(1)

En esta ecuación se aprecia que el tiempo entre colisiones es inversamente proporcional al cubo de la humedad ( $X$ ), casi al cuadrado del campo eléctrico ( $E$ ) y es directamente proporcional a la viscosidad de crudo ( $\mu$ ).

## 4.2 Formulación del modelo matemático

Consistió en establecer la geometría y la dimensionalidad del sistema, las suposiciones, ecuaciones gobernantes y condiciones de frontera del desalador industrial.

### 4.1.1 Suposiciones

- Propiedades físicas constantes para ambas fases, es decir, ambos fluidos son considerados Newtonianos e incompresibles.
- Baño isotérmico.
- Estado estacionario.
- Fuerzas producidas por el campo eléctrico en todo el desalador industrial.
- Entrada de emulsión a velocidad constante.
- Turbulencia representada por el modelo estándar de turbulencia  $k-\epsilon$ .

### 4.1.2 Ecuaciones gobernantes

Ecuación de conservación de masa para cada fase  $i$  (donde  $i$  puede ser aceite o agua):

$$\frac{\partial(R_i\rho_i)}{\partial t} + \nabla \cdot (R_i\rho_i\vec{V}_i) = 0 \quad (2)$$

Donde  $R_i$ ,  $\rho_i$ , y  $\vec{V}_i$  son la fracción volumen, densidad y vector de velocidad de la fase  $i$ , respectivamente. En todo momento y en cualquier punto del sistema se debe de cumplir que la suma de fracciones de volumen debe sumar la unidad:

$$R_{aceite} + R_{agua} = 1 \quad (3)$$

Ecuación de conservación de conservación de cantidad de movimiento (momentum) para cada fase  $i$ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial(R_i\rho_i\vec{V}_i)}{\partial t} + \nabla \cdot (R_i\rho_i\vec{V}_i\vec{V}_i) - \nabla \cdot (R_i\Gamma_{\vec{V}_i}\nabla\vec{V}_i) \\ = \nabla P_i + R_i\rho_i\vec{g} + F_{fricc} \end{aligned} \quad (4)$$

Donde  $\Gamma_{\vec{V}_i}$  y  $P_i$  son la viscosidad y la presión de la fase  $i$  respectivamente, mientras que  $F_{fricc}$  es el arrastre entre las fases, que depende del coeficiente de arrastre que a su vez depende del número de Reynolds local. Como el problema es en 3D, existen tres ecuaciones de conservación de momentum para representar el balance de fuerzas en las tres direcciones y siendo dos fases, resulta en 6 ecuaciones diferenciales parciales de conservación de momentum.

Existen dos ecuaciones de conservación asociadas al modelo de turbulencia k- $\epsilon$ . Una ecuación conserva la energía cinética turbulenta,  $k$ , y la otra su rapidez de disipación,  $\epsilon$ .

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \epsilon - Y_M + S_k \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + G_\epsilon + G_b - \rho \epsilon - Y_M + S_\epsilon \quad (6)$$

En donde  $G_k$  es la generación de la energía cinética turbulenta para los gradientes de velocidad media,  $G_b$  es la generación de la energía cinética de turbulencia debido a la fuerza boyante,  $Y_M$  representa las contribuciones de la dilatación fluctuante,  $C1\varepsilon$ ,  $C2\varepsilon$ ,  $C3\varepsilon$  son constantes.  $\sigma_k$  y  $\sigma_\varepsilon$  son los números de Prandtl para  $k$  y  $\varepsilon$  respectivamente,  $S_k$  y  $S_\varepsilon$  son términos fuente.

La viscosidad turbulenta (Eddy),  $\mu_t$  se calcula mediante la combinación  $k$  y  $\varepsilon$  con la siguiente expresión: (7)  $\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}$

En donde  $C_\mu$  es constante, los valores para las constantes son:  $C1 \varepsilon=1.44$ ,  $C2 \varepsilon=1.92$ ,  $C_\mu=0.09$ ,  $\sigma_k=1.0$  y  $\sigma_\varepsilon=1.3$  (estos valores han sido determinados en experimentos de flujos turbulentos y funcionan de forma robusta para diferentes tipos de flujos)

En el modelo de la desaladora industrial, se incluyó una ecuación de conservación de concentración de área interfacial para incluir los efectos del campo eléctrico sobre la separación de fases. En sistemas bifásicos donde una de las fases es discreta y la otra continua, como las gotas de agua en el aceite, el tamaño y distribución de la fase discreta puede cambiar rápidamente debido al crecimiento (transferencia de masa entre fases), coalescencia o fragmentación por turbulencia. Aunque un modelo de balance poblacional es ideal para capturar este fenómeno, se requiere un mayor poder y tiempo de cómputo. Es por ello que el modelo de concentración de área interfacial utiliza una sencilla ecuación de transporte para la fase discreta, la cual puede representarse como

$$\frac{\partial(\rho_2 \chi_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_2 \vec{V}_2 \chi_2) = \frac{1}{3} \frac{D\rho_2}{Dt} \chi_2 + \frac{2}{3} \frac{k_2}{a_2} \chi_2 + \rho_2 (S_{RC} + S_{WE} + S_{TI}) \quad (8)$$

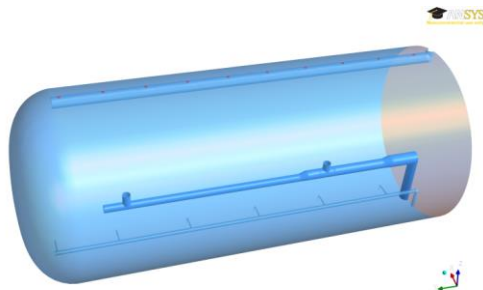
Donde  $\chi_2$  es la concentración de área interfacial ( $m^2/m^3$ ),  $\rho_2$  es la densidad de la fase discreta (gotas de agua),  $k_2$  es el coeficiente de transferencia de masa interfacial (m/s) y  $a_2$  es la fracción volumen de la fase discreta. El primero y segundo término de lado izquierdo son transitorio y convectivo respectivamente. Los dos primeros términos del lado derecho corresponden

al crecimiento por expansión (en caso de fases compresibles) y por transferencia de masa. El último corresponde al término fuente, donde  $S_{RC}$  y  $S_{WE}$  son términos de coalescencia y  $S_{TI}$  es el término de fragmentación debido a impactos por turbulencia.

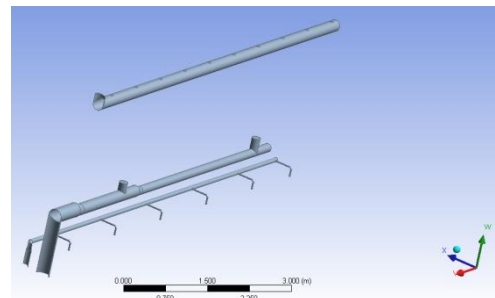
Por lo tanto, para incorporar la influencia del campo eléctrico en el modelo, el término de coalescencia se puede representar mediante una frecuencia de colisión y probabilidad de coalescencia [ecuación 1], en donde el inverso del tiempo de colisión puede darnos la frecuencia, los cuales se pudieron obtener gracias al trabajo previo del modelo de colisión entre dos gotas aisladas comentado previamente. La zona de acción del campo eléctrico se mantuvo igual para todo el dominio, ya que no se contaba con la información necesaria del arreglo de los electrodos y establecer las condiciones de frontera reales del desalador industrial.

#### 4.2 Diseño del desalador industrial

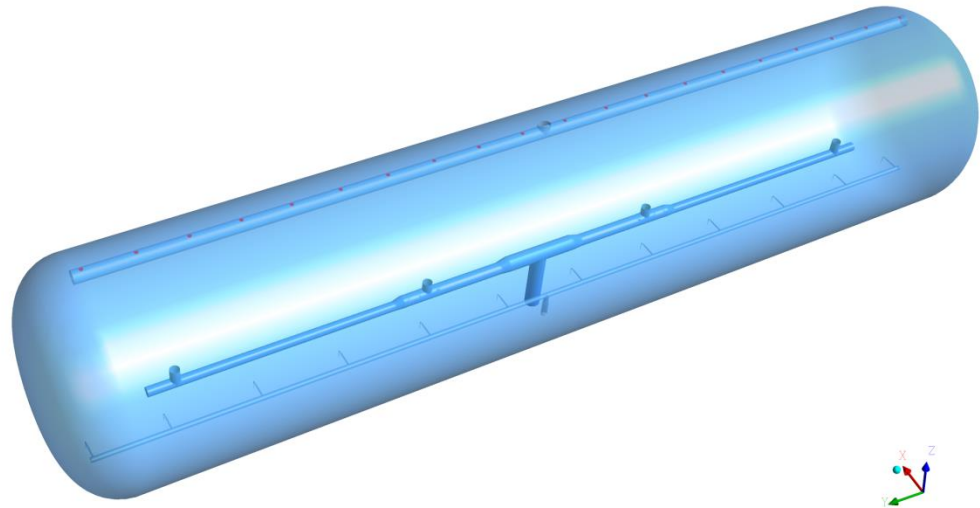
Se realizó el dibujo del desalador industrial (Figura 3a) y del tubo que alimenta la emulsión (Figura 3b) a la misma, en programas CAD. Se presenta únicamente la mitad del sistema, ya que existe simetría y por lo tanto, solo es necesario resolver la dinámica de fluidos en una mitad del sistema, la Figura 3c muestra el desalador completo.



(a)



(b)

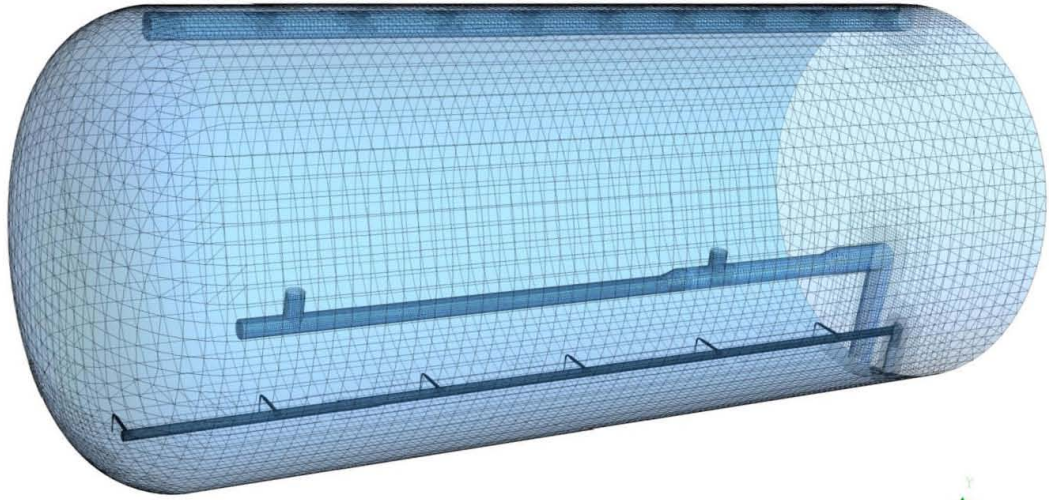


(c)

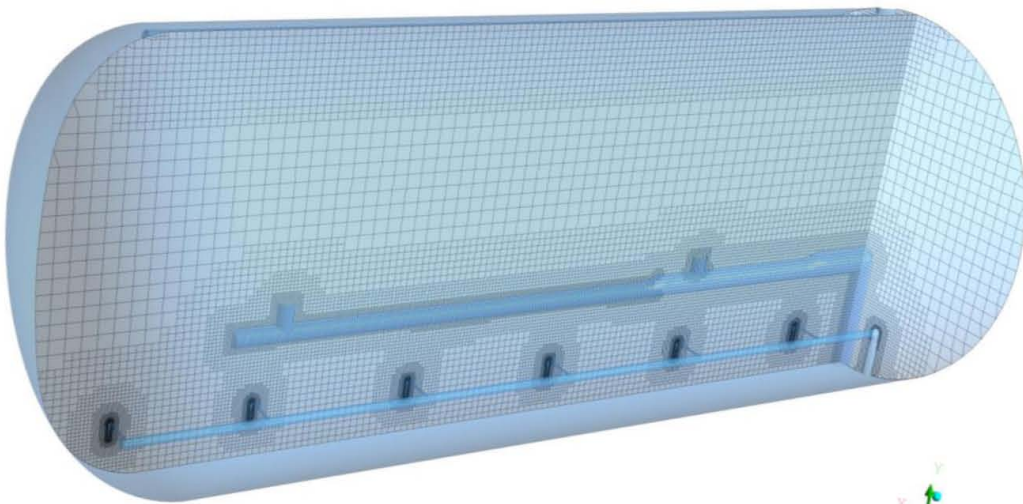
*Figura 3. a) Dibujo del desalador, b) Dibujo de la tubería de entrada del desalador y salidas de crudo y agua, c) Dibujo completo del desalador.*

#### 4.3 Diseño de la geometría y la construcción de la malla del desalador industrial.

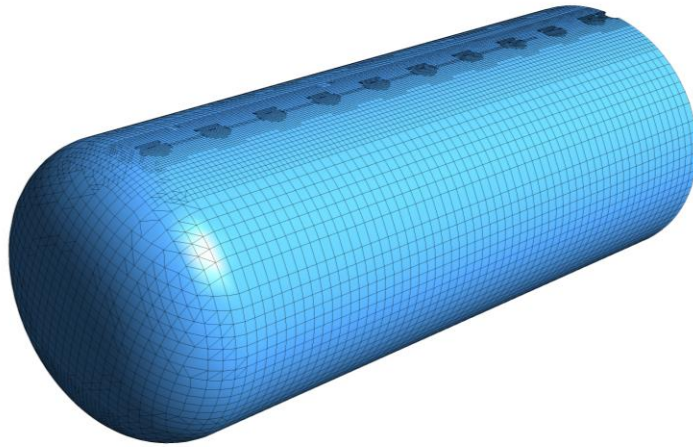
Se generó una malla de elementos hexaédricos que garantizarán convergencia y minimizar los elementos tetraédricos, se ajustó la malla aumentando el número de nodos cerca de las entradas y salidas de fluido y se hizo gruesa en zonas centrales, ya que la malla debe ser no uniforme debiendo existir más elementos donde hay más gradientes de velocidades como en las entradas, salidas y paredes del sistema. Se refinó la malla en aquellas zonas que requerían mayor detalle del dibujo y cerca de casi todas las paredes para resolver las transiciones de flujo turbulento a laminar. También se ha refinado cerca de las zonas de entrada y salida de fluido para promover mejor convergencia y precisión en el cálculo. El resultado es una malla con más de un millón y medio de nodos. La malla realizada se muestra con distintas vistas y planos en las Figuras 4a-4d.



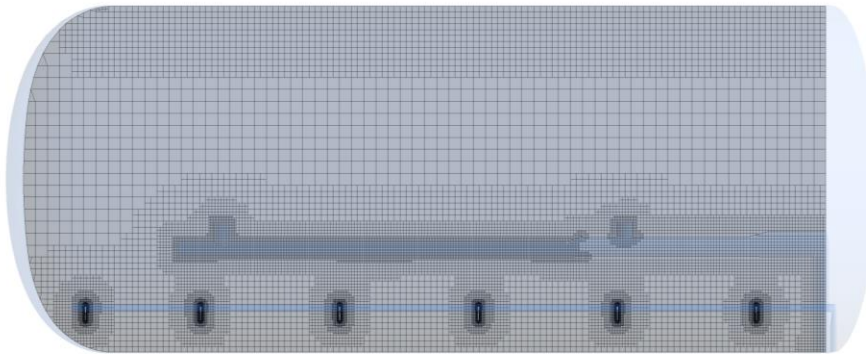
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. Malla final con más de un millón y medio de nodos. a) Vista general de la malla en 3D, donde además se aprecian los tubos de entrada de emulsión, y las salidas de crudo y agua, mostrando solo la mitad de la desaladora por simetría. b) vista de la malla en un plano 2D sobre una geometría 3D que contiene la entrada de la emulsión y la de agua. c) vista 3D de la malla mostrando la malla sobre la superficie exterior de la desaladora, y d) malla en un plano 2D del plano central de la desaladora donde se muestra la refinación considerable de la malla alrededor de entradas y salidas.



## 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 5.1 Efecto del porcentaje de agua en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.

A continuación se presentan los resultados de los campos de velocidad, los contornos de turbulencia y las líneas de trayectoria de la desaladora ya descrita en estado estable. Se analizan los efectos del contenido de agua (5%, 7% y 10%), del campo eléctrico (1 kV, 1.5 kV, 2 kV y 3 kV), de la tensión superficial (4 mN/m y 8 mN/m), y de la viscosidad de crudo ( $1.7 \times 10^{-2}$  kg/ms,  $4.4 \times 10^{-2}$  Kg/ms y  $7.1 \times 10^{-2}$  kg/ms). En todos los casos se empleó un flujo de la emulsión de  $0.126 \text{ m}^3/\text{s}$  y se usó un área interfacial de  $400 \text{ m}^2/\text{m}^3$  y una distribución de gota de 1micra-1cm.

La Figura 5 presenta los patrones de flujo de la emulsión, crudo y agua en planos longitudinales en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo con diferente contenido de humedad de a) 5%, b) 7 % y c) 10 %, manteniendo el resto de las variables constantes. El patrón de flujo es el mismo sin importar el contenido de agua con la que entra la emulsión. Hay un flujo dirigido hacia arriba desde las salidas del tubo distribuidor y que al llegar al techo regresa formando 4 recirculaciones, mientras que en la zona inferior del desalador el campo de flujo es más complejo. Se aprecia que la emulsión entra a  $2.7 \text{ m/s}$  y sale crudo a velocidades de  $2\text{-}2.5 \text{ m/s}$  y agua a bajas velocidades menores a  $0.5 \text{ m/s}$ . La mayor parte de la desaladora presenta velocidades menores a  $0.5 \text{ m/s}$ , siendo solamente mayores arriba de las salidas del tubo distribuidor. En el tubo distribuidor se aprecia una alta velocidad de la emulsión. Justo en el cambio de dirección de  $90^\circ$ , se aprecia una recirculación grande de emulsión y después de cada de las salidas también se presentan recirculaciones, las cuales pensamos son nocivas para el funcionamiento de la desaladora, ya que pueden estabilizar aún más la emulsión. Otro aspecto negativo del actual diseño de la desaladora es que la

salida de emulsión a través de los dos orificios del tubo distribuidor es heterogénea, siendo mayor el flujo que sale de la primera salida que de la segunda, lo cual provoca un heterogéneo patrón de flujo en la desaladora.

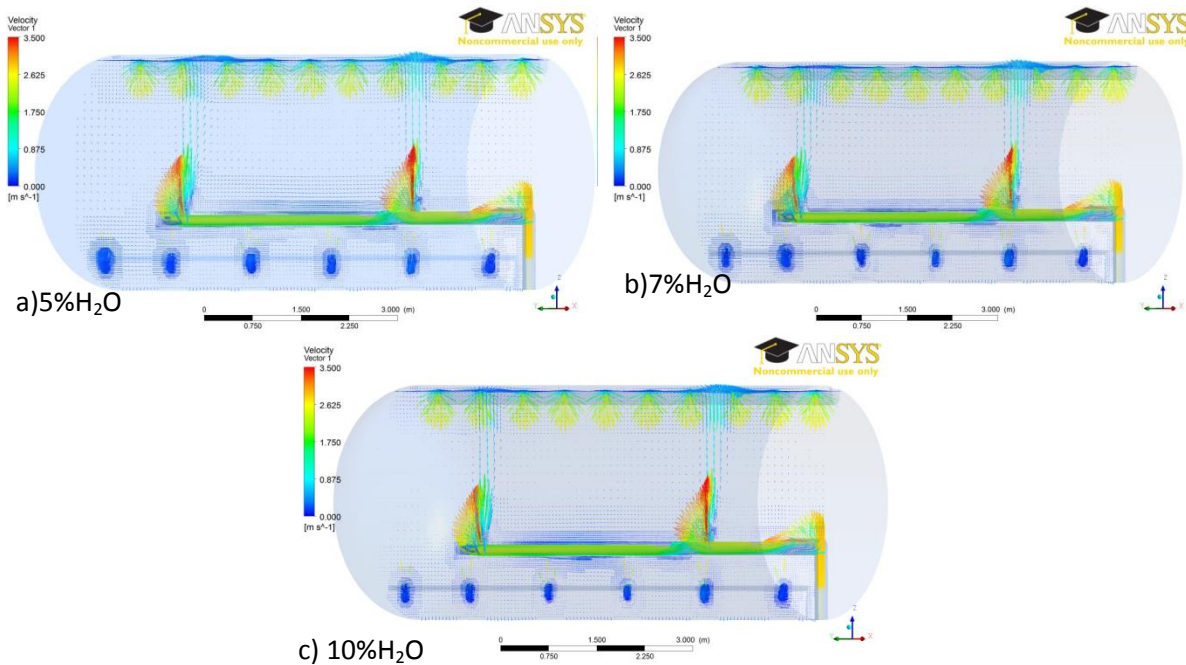


Figura 5. Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo a) 5% H<sub>2</sub>O, b) 7% H<sub>2</sub>O y c) 10% H<sub>2</sub>O, con condiciones constantes, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

La Figura 6 muestra el efecto del contenido de humedad a la entrada de la emulsión a 5, 7 y 10% de agua en la separación de fases, manteniendo el resto de las variables constantes. Lo que se grafica es la fracción de crudo que con un valor de 1 (rojo) indica crudo puro y un valor de cero (azul) indica agua pura. Si aumenta el contenido de agua la capa de agua inferior aumenta de tamaño y existen zonas bifásicas más marcadas justo a las salidas del tubo distribuidor y cerca de la zona de agua. En el tubo distribuidor se aprecia la facilidad de separación de las fases, siendo mejor la separación con mayor contenido de agua como se puede apreciar al extremo final del tubo distribuidor donde el agua y el crudo van separados. Evidentemente el aumento en el contenido de agua facilita la desemulsificación ya que al haber más gotas del mismo rango de tamaños están más cercanas y por ende coalescen más rápidamente.

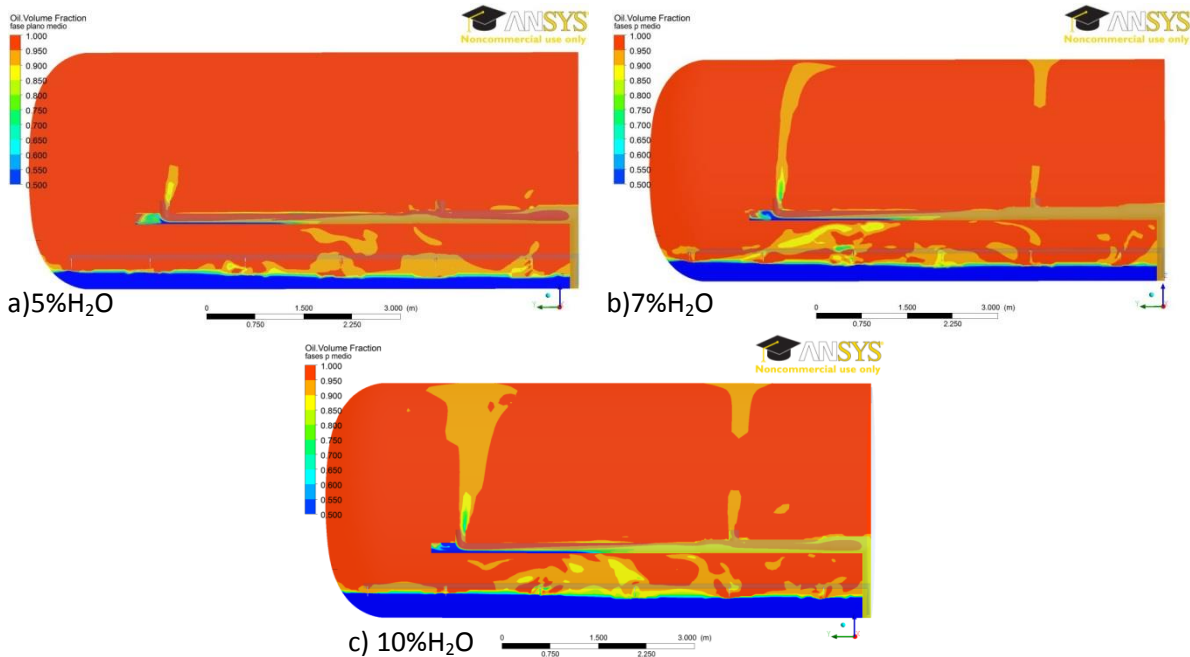
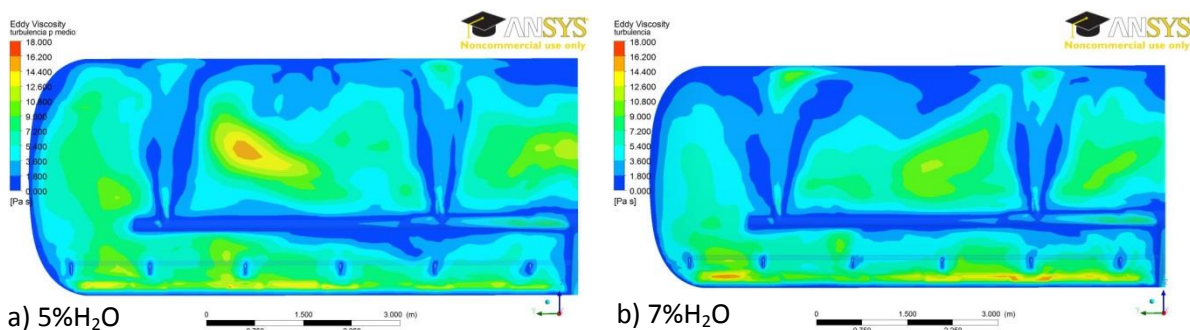


Figura 6. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)5% $H_2O$ , b)7% $H_2O$  y c) 10% $H_2O$ , con condiciones constantes, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.044 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $AI=400\text{ m}^2/\text{m}^3$ .

Las Figuras 7 (plano longitudinal) y 8 (planos transversales) muestran el efecto del contenido de humedad a 5, 7 y 10% de agua en los contornos de viscosidad turbulenta (Eddy viscosity) de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y con  $400\text{ m}^2/\text{m}^3$  de área interfacial. En la zona de crudo (parte alta de la desaladora) el flujo es más turbulento a menor contenido de agua, mientras que en la zona baja de la desaladora ocurre lo contrario, es decir, aumenta la turbulencia en el agua al aumentar el contenido de humedad. Las zonas más turbulentas en la parte alta del reactor corresponden a las zonas de recirculación, mientras que la turbulencia en la parte inferior corresponde a las salidas de agua.



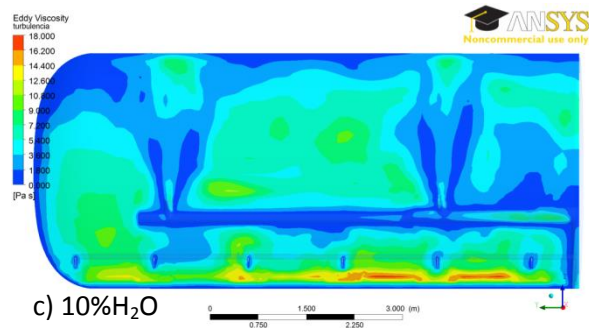


Figura 7. Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a)5% $H_2O$ ,b)7% $H_2O$  y c) 10% $H_2O$ , con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $AI=400\text{ m}^2/\text{m}^3$ .

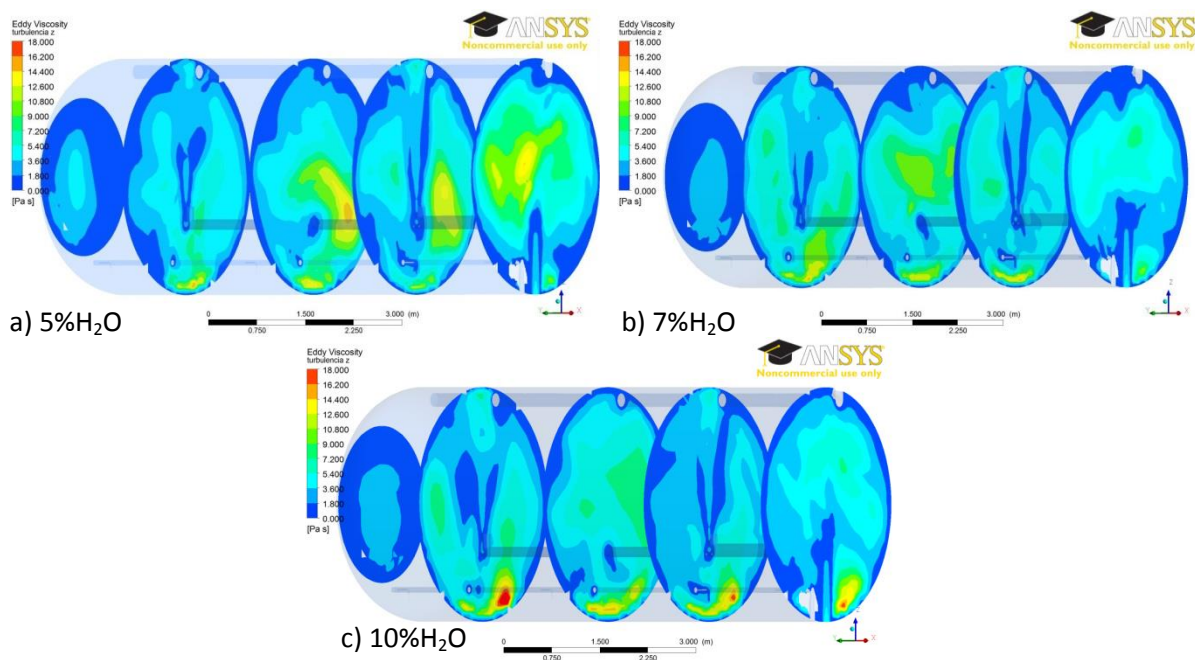


Figura 8. Contornos de viscosidad turbulenta en diferentes planos z, a)5% $H_2O$ ,b)7% $H_2O$  y c) 10% $H_2O$ , con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $AI=400\text{ m}^2/\text{m}^3$ .

La Figura 9 muestran el efecto del contenido de humedad a 5, 7 y 10% de agua en el tiempo de residencia de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y  $400\text{ m}^2/\text{m}^3$  de área interfacial. Se puede observar que al aumentar el contenido de agua las partículas incrementan su tiempo de residencia dentro del reactor. Se puede notar que con un 5% de agua el tiempo de residencia es de aproximadamente 250 segundos, mientras que con un 10% de humedad las partículas permanecen en un intervalo de 650-700 segundos aproximadamente. También, en todos los casos las partículas pasan

más tiempo en las recirculaciones correspondientes a la segunda salida de emulsión del tubo distribuidor, lo que confirma la asimetría en el flujo que provoca el mal diseño del tubo distribuidor.

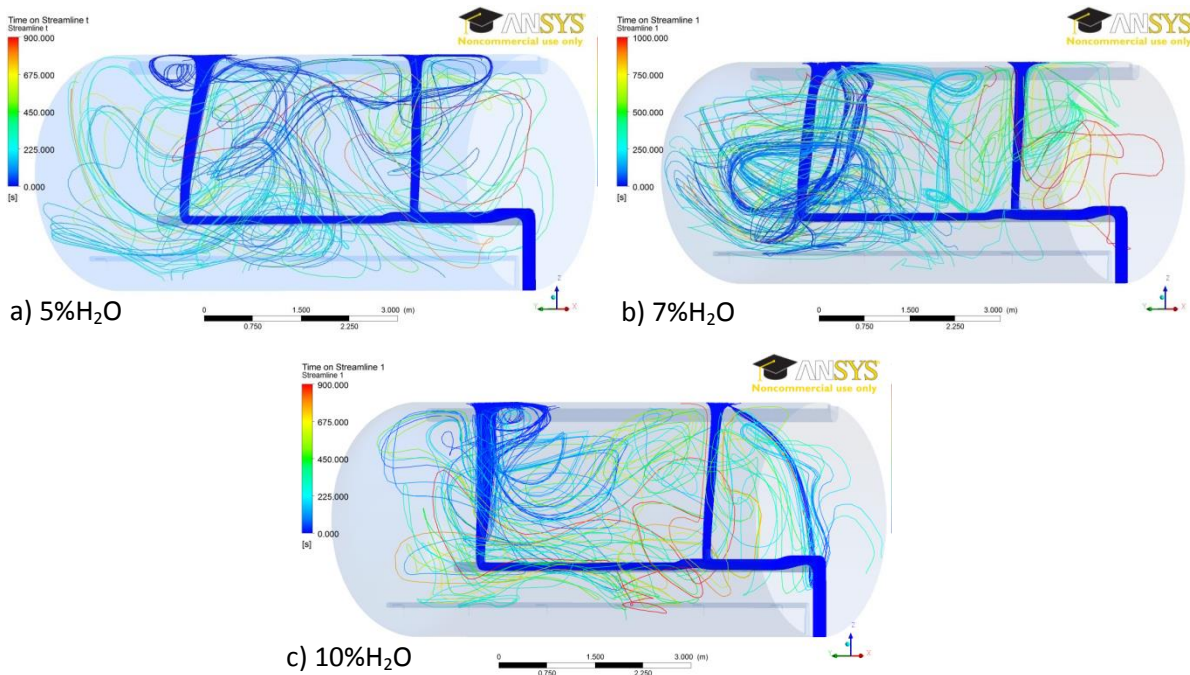


Figura 9. Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a) 5% $H_2O$ , b) 7% $H_2O$  y c) 10% $H_2O$ , con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/m $s$ , campo eléctrico de 1kV y  $AI=400\text{ m}^2/\text{m}^3$ .

## 5.2 Efecto del campo eléctrico en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.

La Figura 10 presenta los patrones de flujo de la emulsión, crudo y agua en planos longitudinales en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo con diferente campo eléctrico de a) 1kV, b) 1.5 %, c) 2kV y c) 3kV, manteniendo el resto de las variables constantes. El patrón de flujo es el mismo que los de la Figura 5, por lo que, lo que se analizó en dicha figura aplica en esta y además, indica que el campo el campo eléctrico no presenta ningún efecto en los patrones de flujo. Cabe señalar que en este modelo hay varias simplificaciones, entre las cuales el único efecto del campo eléctrico es activar una fuerza electrostática entre gotas que se expresa a través de una frecuencia de colisión y también se omitió la presencia de fuerzas como la

electroforesis que podrían afectar los patrones de flujo, por lo que estos resultados deben ser tomados con cautela.

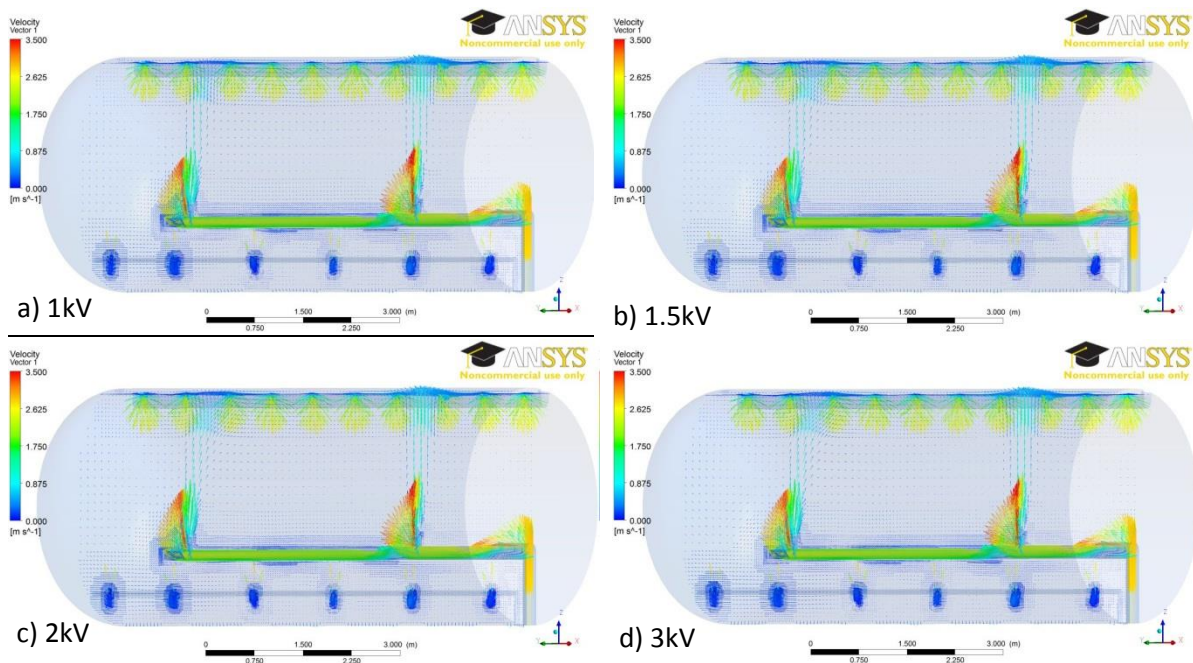


Figura 10. Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a)1kV, b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

Las imágenes de la Figura 11 muestran el efecto del campo eléctrico (1, 1.5, 2 y 3kV) en la separación de fases de la emulsión, manteniendo constante el resto de las variables. Las figuras representan la fracción de crudo que con un valor de 1 (rojo) indica crudo puro y un valor de cero (azul) indica agua pura. Desafortunadamente no es tan evidente la separación de fases al incrementar el campo eléctrico, ya que no se debe olvidar que el cálculo es en estado estable y esto impide seguir la cinética de separación, la cual si debe depender fuertemente del campo eléctrico. No obstante, se pueden observar zonas bifásicas más marcadas cerca de la zona de agua. Para analizar, el efecto del área interfacial que depende del tamaño de gota, se agregaron dos imágenes más en la Figura 12 con 1kV (a) y 3kV (b) de campo eléctrico, pero con un área interfacial mayor (40000m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>) que la de 400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> de la Figura 11. Al aumentar este parámetro (área interfacial), indirectamente el tamaño promedio de gota es mucho menor, lo que dificultará la separación de la emulsión. Por lo

tanto, aún en estado estable se observa que la separación es mejor al incrementar el campo eléctrico como se puede apreciar al extremo final del tubo distribuidor donde el agua y el crudo están más separados. Evidentemente el aumento en el campo eléctrico facilita la desemulsificación debido a que cambia la forma de las gotas y promueve las atracciones entre ellas mediante fuerzas dipolares, atrayendo a las gotas entre si ocasionando la coalescencia, la cual incrementa el tamaño de la gota y favorece la separación por gravedad. Es importante recordar que el campo eléctrico solo debería estar presente e influenciando la desemulsificación entre los electrodos, pero como la distribución de los mismos no se tuvo como dato, se consideró la presencia de este campo en todo el sistema. También se debe añadir que no es conveniente usar voltajes tan elevados, ya que se ha reportado (7y 8) que un voltaje muy alto puede provocar la ruptura de las gotas de agua y por lo tanto estabilizar la emulsión y dificultar la separación, por lo que este parámetro que es muy importante debe ser optimizado.

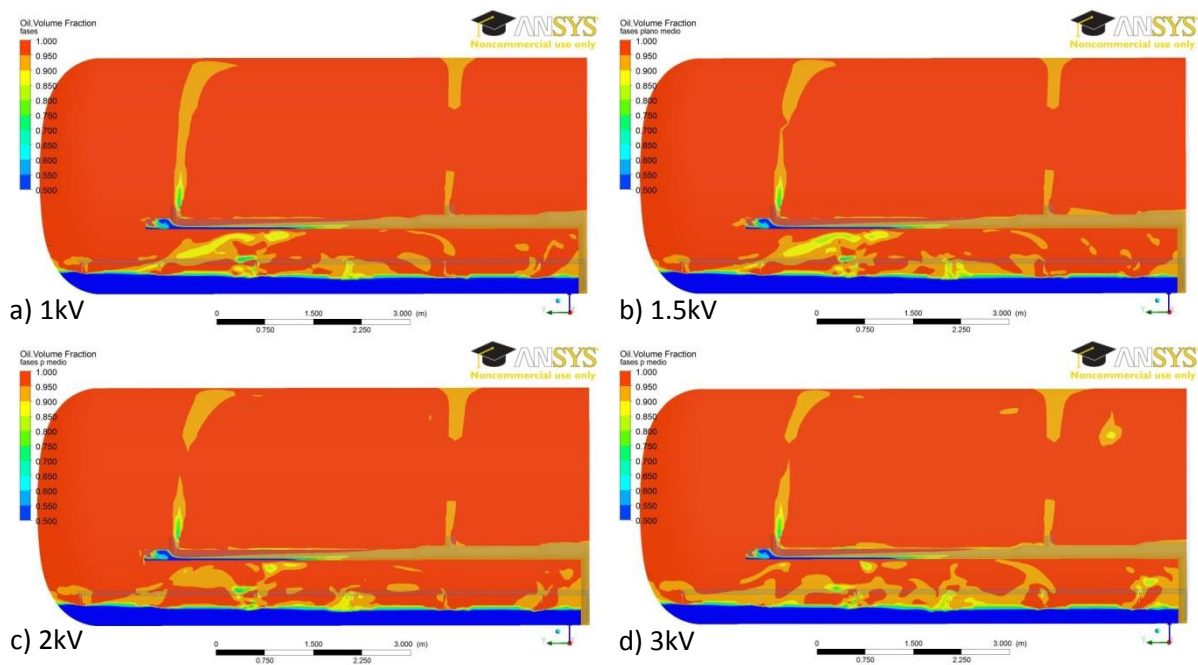


Figura 11. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)1kV, b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de  $0.004 \text{ N/m}$ , viscosidad de  $0.04 \text{ kg/ms}$ ,  $7\% \text{ H}_2\text{O}$  y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

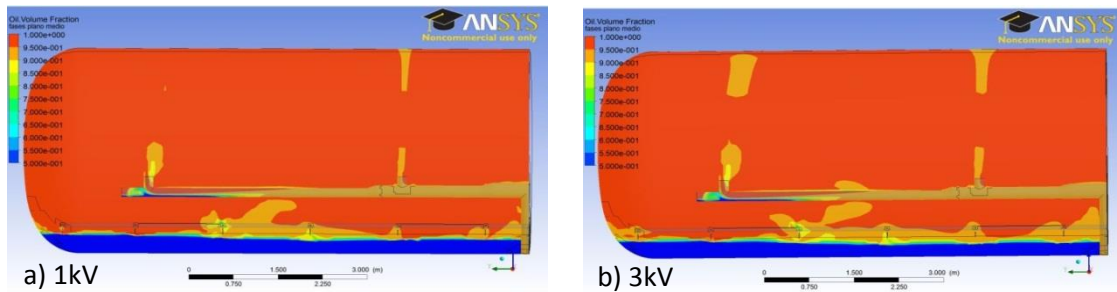


Figura 12. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)1kV, b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O y AI=40000 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

Las Figuras 13 (plano longitudinal) y 14 (planos transversales) muestran el efecto del campo eléctrico (1, 1.5, 2 y 3kV) en los contornos de viscosidad turbulenta (Eddy viscosity) de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y con 400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> de área interfacial. En la parte alta de la desaladora (zona de crudo) y en la parte inferior (zona de agua) el flujo es mucho más turbulento al aumentar el campo eléctrico. La presencia del campo eléctrico (ya se dijo que en todo el reactor) favorece la atracción entre gotas incrementando las fuerzas dipolares y provocando mayor frecuencia de colisión y mayor coalescencia y por lo tanto este mayor movimiento de las gotas de agua (segunda fase) generan por si mismo mayor turbulencia. Nuevamente, las zonas más turbulentas en la parte alta del reactor corresponden a las zonas de recirculación, mientras que la turbulencia en la parte inferior corresponde a las salidas de agua.



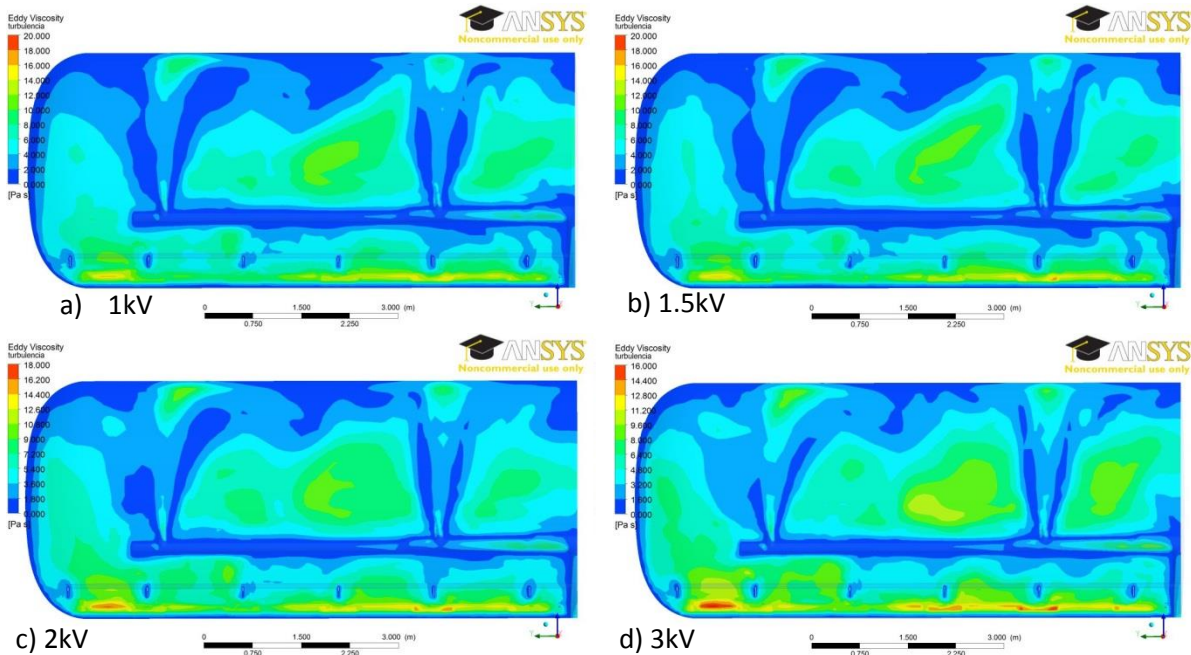


Figura 13. Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 1kV, b) 1.5kV, c) 2kV y d) 3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

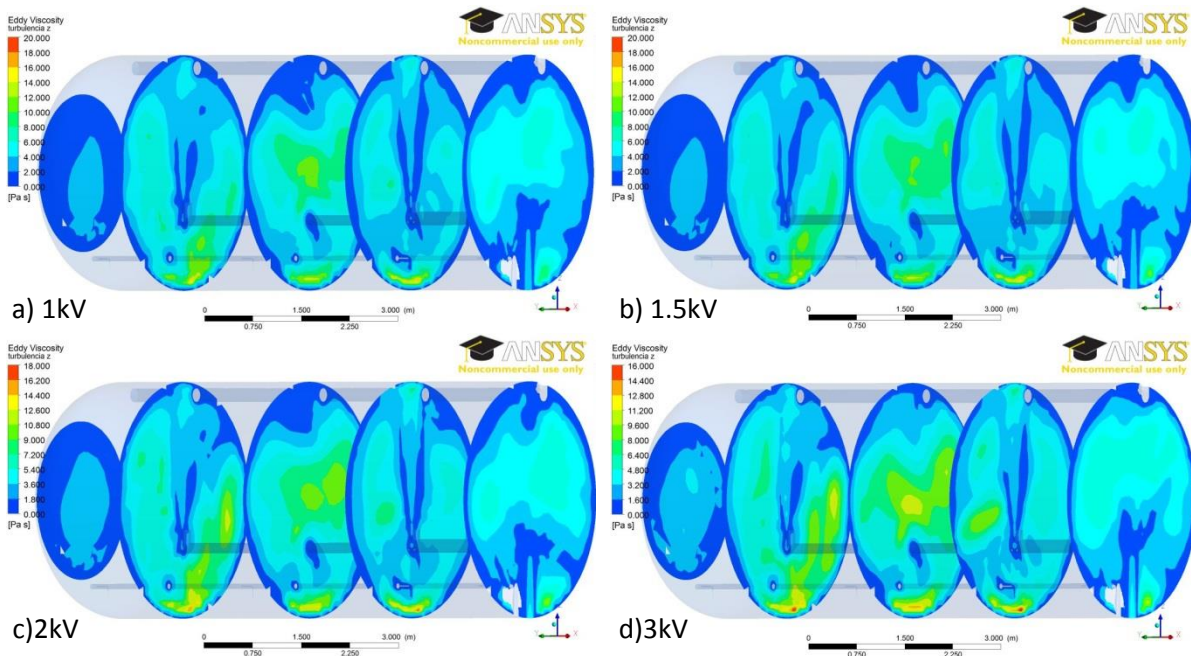


Figura 14. Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a) 1kV, b) 1.5kV, c) 2kV y d) 3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

Las Figura 15 muestran el efecto del campo eléctrico (1, 1.5, 2 y 3kV) en el tiempo de residencia de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y 400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> de área interfacial. Se puede observar que al aumentar

el campo eléctrico el tiempo de residencia aumenta, las partículas presentan una mayor trayectoria y permanecen más tiempo dentro del reactor, por ejemplo se observa que cuando el campo eléctrico es de 1 kV las partículas permanecen entre 200 y 500 segundos aproximadamente, mientras que cuando el campo eléctrico es de 3kV la mayoría de las partículas permanecen entre 300 y 650 segundos aproximadamente, además recirculan con mayor facilidad dentro de la desaladora, formando movimientos circulares complejos, esto es benéfico porque al permanecer más tiempo dentro del reactor se favorece la separación de fases. Sin embargo, se sigue apreciando una asimetría en la zona en la que preferentemente están las partículas, mostrando la asimetría que provoca el tubo distribuidor dentro de la desaladora.

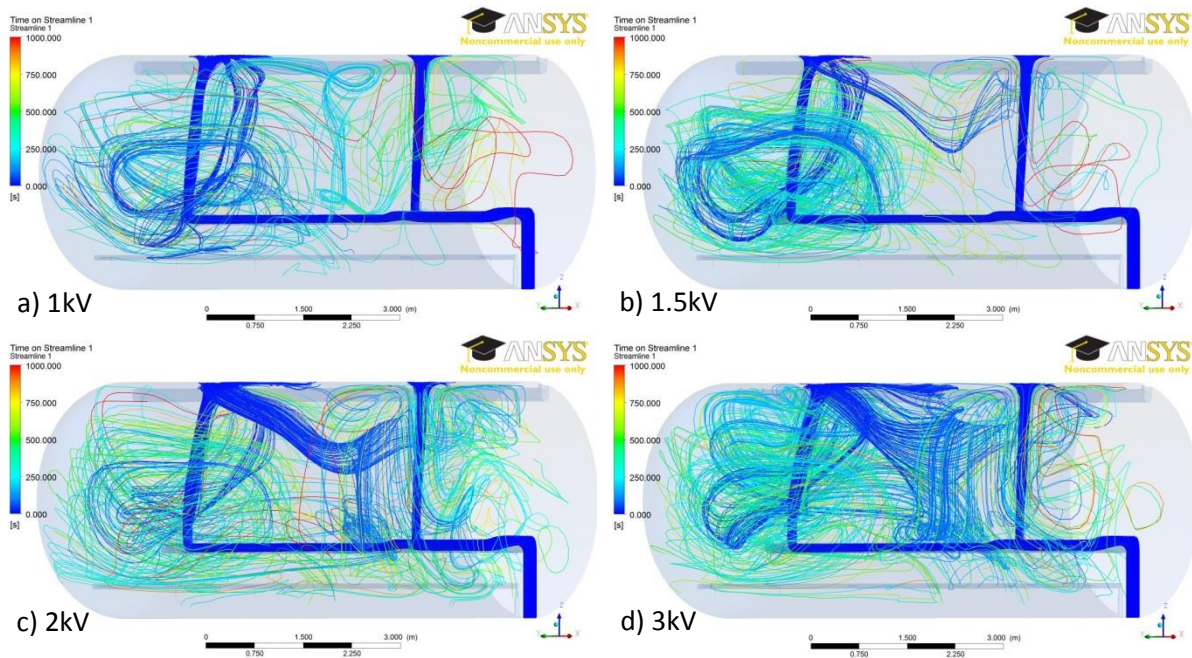


Figura 15. Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de  $0.004\text{N/m}$ , viscosidad de  $0.04\text{kg/ms}$ ,  $7\%H_2O$  y  $AI=400\text{m}^2/\text{m}^3$ .

### 5.3 Efecto de la tensión superficial en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.

La Figura 16 presenta los patrones de flujo de la emulsión, crudo y agua en planos longitudinales en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de

crudo con diferente tensión superficial de a) 0.004N/m y b) 0.008N/m, manteniendo el resto de las variables constantes El patrón de flujo es el mismo que los de la Figura 5, por lo que, lo que se analizó en dicha figura aplica en esta y además, indica que el cambio en la tensión superficial no presenta ningún efecto en los patrones de flujo. En realidad cuando se modifica la tensión superficial entre dos fase se promueve flujo de fluidos en la intercara conocido como el efecto Marangoni (17). Sin embargo, este efecto no es tomado en cuenta en nuestro modelo aunque el efecto Marangoni estaría circunscrito a las intercara gota de agua – crudo por lo que se piensa que no deben tener un efecto muy notorio en el patrón global de flujo dentro del reactor.

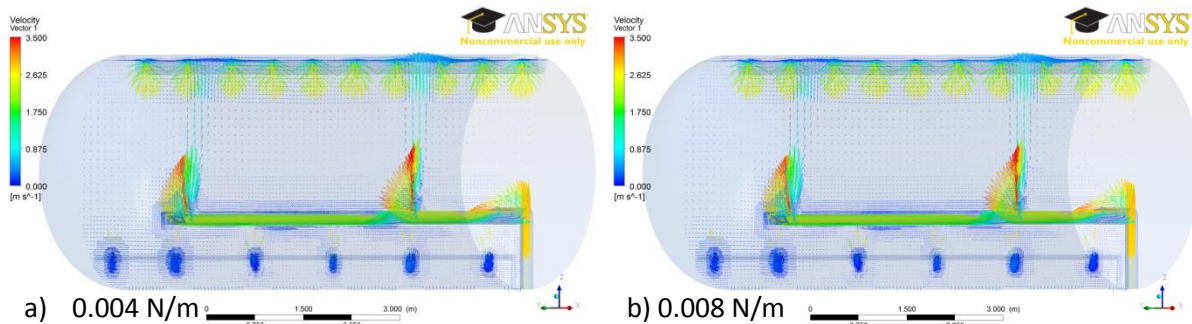


Figura 16. Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a)0.004 y b)0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.044 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

La Figura 17 y 18 muestra el efecto de la tensión superficial (0.004 y 0.008 N/m) en la separación de fases de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes (viscosidad de 0.044kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico), con 400 (Figura 17) y 40000 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> (Figura 18) de área interfacial. En este caso, al igual que en el del campo eléctrico, se realizó el análisis con otro valor de área interfacial debido a que esta variable presenta una relación relevante pues al modificarse se puede observar con mayor claridad una diferencia en el proceso de separación, ya que modifica el rango de tamaño de las gotas (a % de agua constante). Con mayor área interfacial (Figura 18) hay gotas más pequeñas y mucha interfase agua-crudo, que junto con un incremento en la tensión interfacial hace que la emulsión, en estas

condiciones, sea inestable y más fácil de separar que en el caso contrario (baja área interfacial y baja tensión superficial). En realidad, la desemulsificación proviene de la coalescencia de gotas que solo ocurre si hay una frecuencia de colisión alta que a su vez depende de todas las fuerzas que actúan sobre las gotas. En este contexto, un aumento en la tensión superficial ayuda a que la colisión entre gotas se convierta en coalescencia que al final favorece la separación de las fases por gravedad.

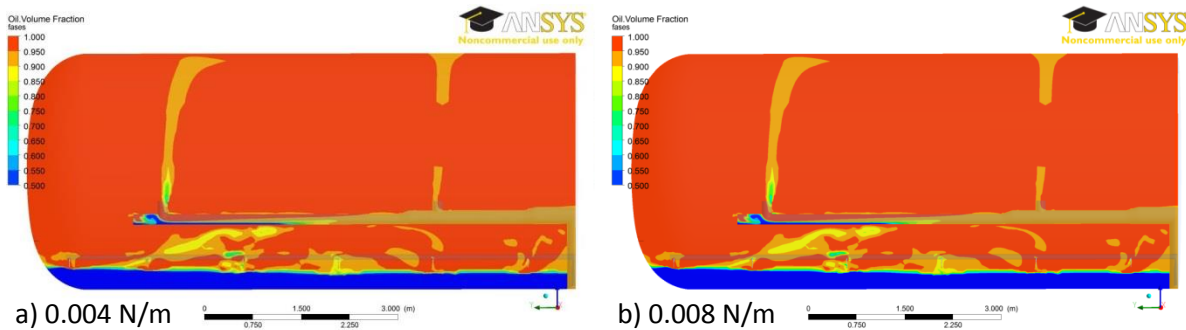


Figura 17. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)0.004 y b)0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.044 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

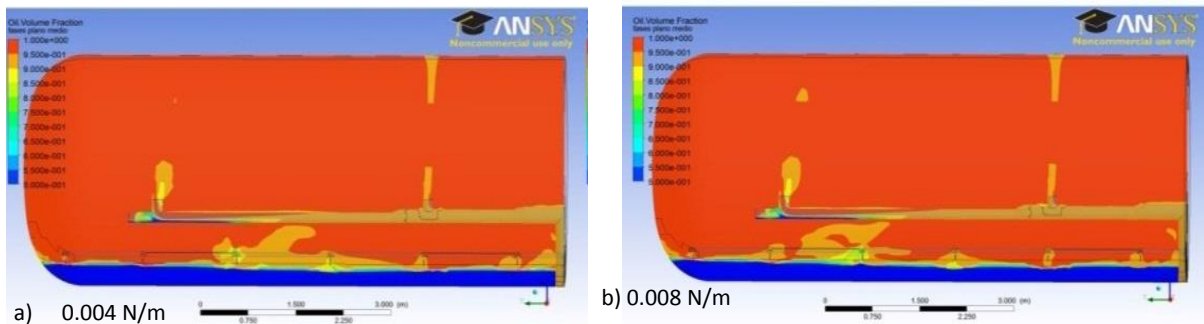


Figura 18. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a) 0.004 y b)0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y  $AI=40000 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

Las Figuras 19 (plano longitudinal) y 20 (planos transversales) muestran el efecto de la tensión superficial (0.004 y 0.008 N/m) en los contornos de viscosidad turbulenta (Eddy viscosity) de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes (viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico) y con  $400 \text{ m}^2/\text{m}^3$  de área interfacial. Se observa que en ambos casos los perfiles de viscosidad turbulenta son iguales sin importar el cambio de tensión superficial, ya que como se ha comentado el efecto de la tensión

superficial en el patrón de flujo a través del efecto Marangoni se ha despreciado. Se presentan mayores zonas turbulentas tanto en la parte superior de la desaladora (cerca de las entradas de la emulsión), así como en la en parte inferior del sistema (cerca de las salidas de agua), lo cual corresponde a las zonas de recirculación del sistema.

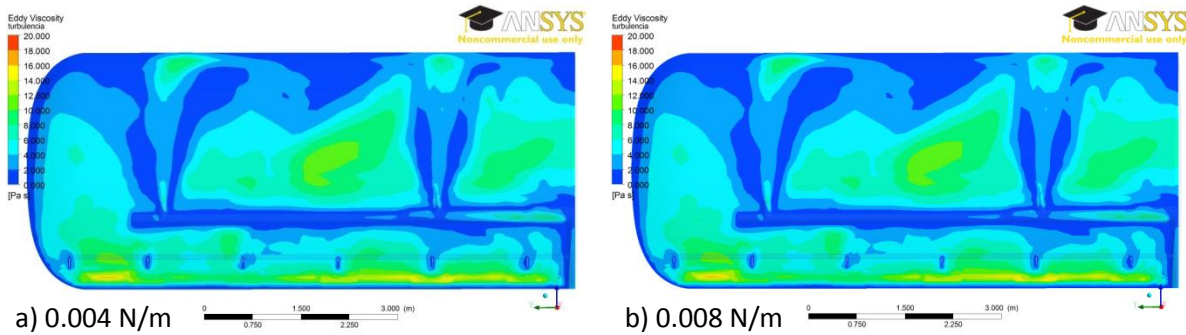


Figura 19. Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

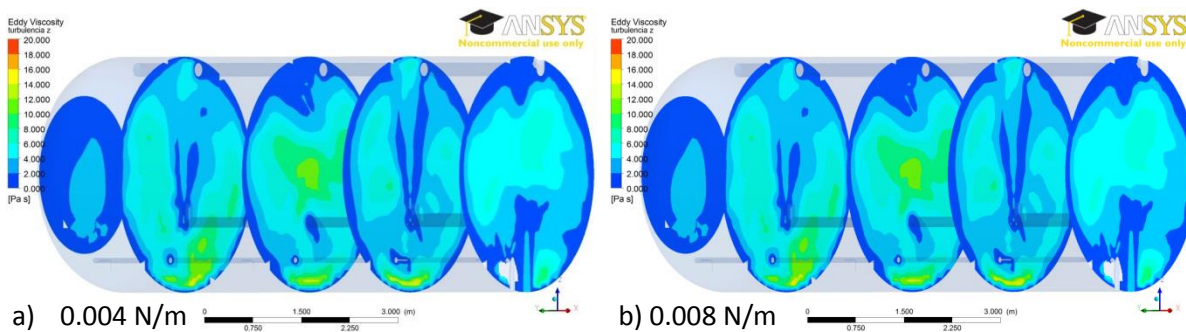


Figura 20. Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

Las Figura 21 muestran el efecto de la tensión superficial (0.004 y 0.008 N/m) en el tiempo de residencia de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes (viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico) y con 400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> de área interfacial. En este caso se aprecia que los tiempos son los mismos sin importar el cambio en la tensión superficial, siendo los tiempos máximos de aproximadamente 1250 s, mientras que los tiempos promedios se encuentran entre 300 y 600 s.

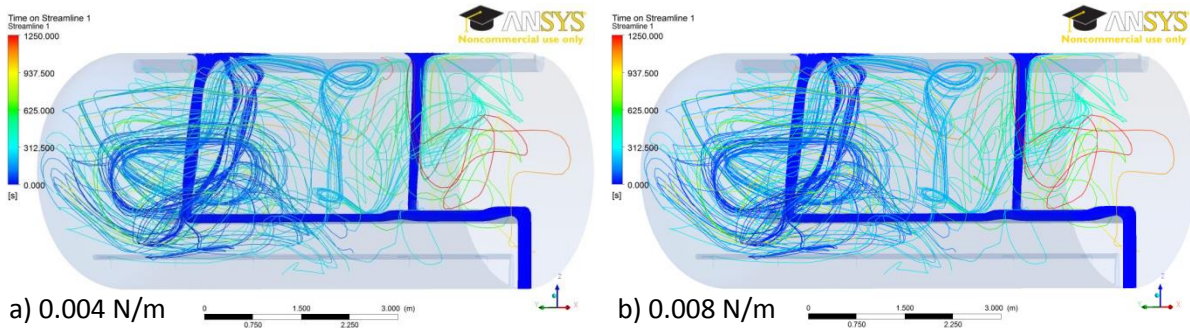


Figura 21. Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

#### 5.4 Efecto de la viscosidad en la separación de fases de la emulsión del desalador industrial.

La Figura 22 presenta los patrones de flujo de la emulsión, crudo y agua en planos longitudinales en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo con diferente viscosidad a) 0.017 Kg/ms, b) 0.044 Kg/ms (que se ha usado en las secciones anteriores), y c) 0.071 Kg/ms, manteniendo el resto de las variables constantes. En este caso a diferencia de todos los anteriores se observa que el patrón de flujo es diferente, sobre todo dentro y a las salidas del tubo distribuidor de la emulsión. Esto resulta más evidente si se comparan los casos extremos, es decir el de menor y el de mayor viscosidad. Es muy interesante notar que la cantidad relativa de flujo que sale del tubo distribuidor por las dos salidas depende de la viscosidad. Cuando la viscosidad es de 0.017 Kg/ms (Figura 22a), el flujo es prácticamente el mismo en ambas salidas, provocando que el resto del reactor tenga un patrón de flujo homogéneo. Cuando aumenta la viscosidad a 0.044 kg/ms (Figura 22b) o a 0.071 kg/ms (Figura 22c) va saliendo cada vez más emulsión por la primera salida que por la segunda, lo que provoca asimetría o heterogeneidad en los patrones de flujo en la desaladora. Por ejemplo, la velocidad máxima en la segunda salida es de 3.5 m/s cuando la viscosidad es de 0.017Kg/ms, mientras que es de 3.3 m/s cuando la viscosidad aumenta a 0.071Kg/ms. Cuando va aumentando la viscosidad, aumenta el corte entre la emulsión y la pared del tubo distribuidor lo que provoca (junto con la reducción en la sección), que la emulsión elija

preferencialmente la primera salida que la segunda, ya que los fluidos siguen los caminos de menor resistencia al flujo. Se puede afirmar que el tubo distribuidor de la desaladora examinada en este trabajo, está diseñada para operar con crudos ligeros más que pesados, ya que un crudo pesado genera un patrón asimétrico e indeseable de flujo.

Las salidas tanto de agua como de aceite son similares en ambos casos, de 2.5 m/s para el primero y menores a 0.5 para el segundo respectivamente. También se puede notar que las recirculaciones descritas anteriormente son más evidentes cuando se presentan bajas viscosidades tanto en la zona superior como en la zona inferior del sistema.

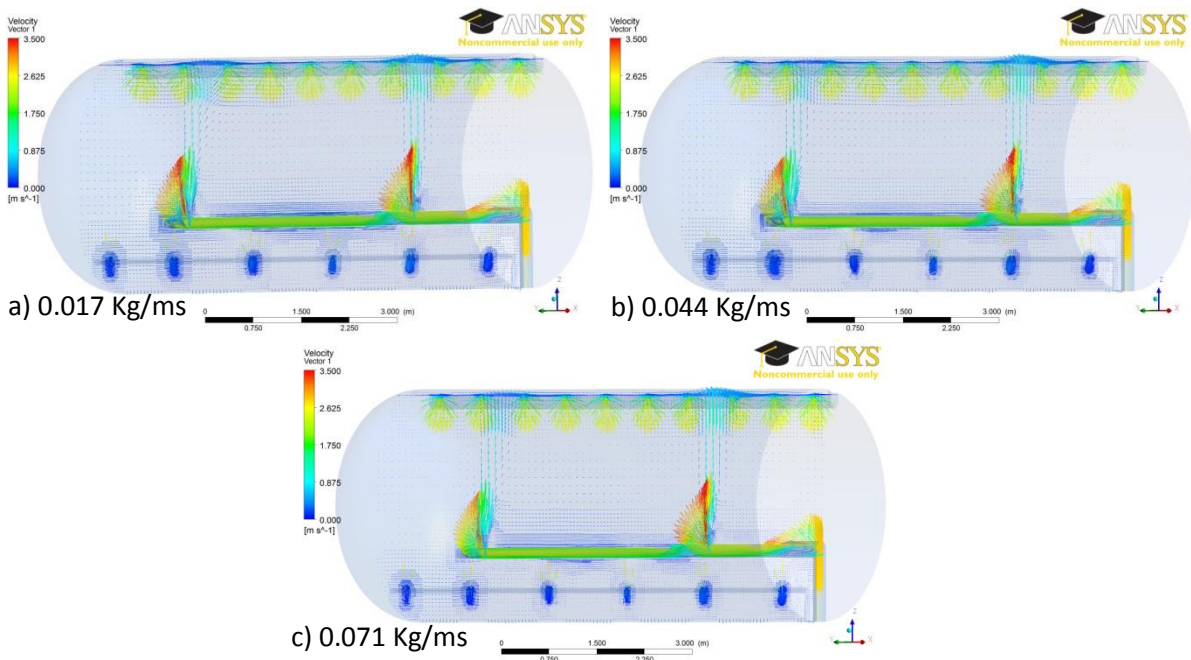


Figura 22. Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

La Figura 23 muestra el efecto de viscosidad (0.017, 0.044 y 0.071 Kg/ms) en la separación de fases de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y con 400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> de área interfacial. Se puede observar que la separación es mucho mejor con una viscosidad menor (0.017Kg/ms) y conforme la viscosidad aumenta, la separación se va dificultando, esto sucede

porque al presentarse una menor viscosidad las gotas pueden moverse con mayor libertad, encontrarse con mayor facilidad y por lo tanto coalescer.

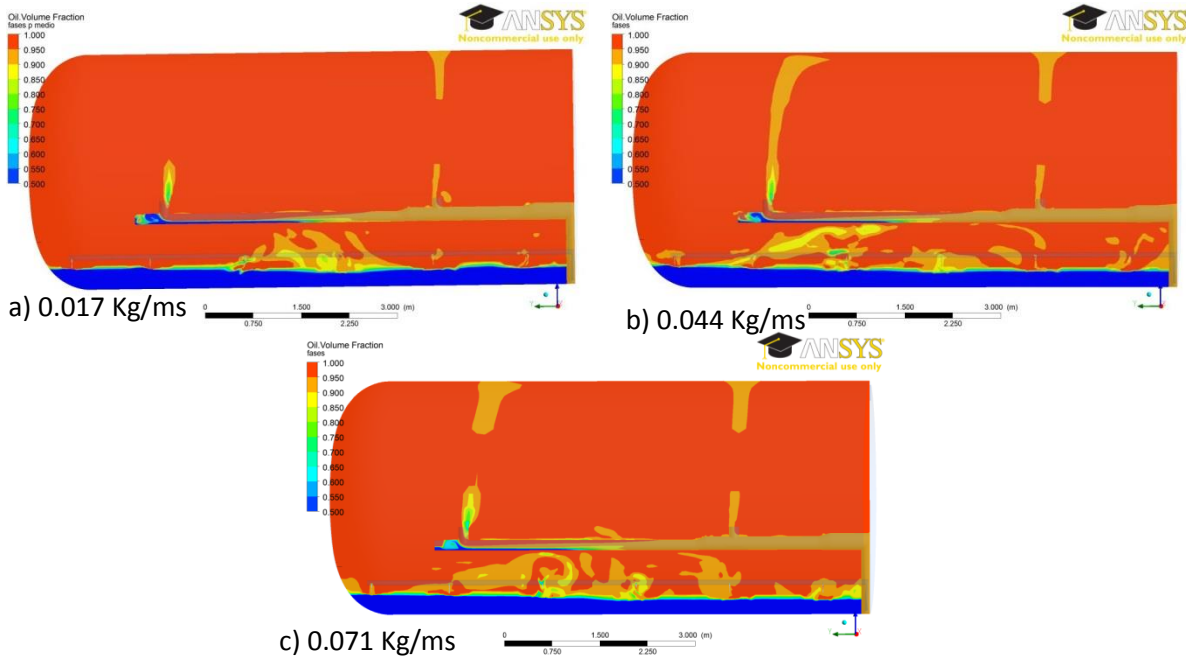


Figura 23. Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y  $Al=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

Las Figuras 24 y 25 muestran el efecto de la viscosidad (0.017, 0.044 y 0.071 Kg/ms) en los contornos de viscosidad turbulenta (Eddy viscosity) de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y con un área interfacial de  $400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ . Se aprecia que la turbulencia es menor en el sistema cuando la viscosidad aumenta, debido a la dificultad que presenta el fluido para moverse que incrementa la proporción de flujo viscoso en relación al flujo inercial. Se observa que en las salidas de agua la turbulencia es mayor si la viscosidad es baja, mientras que al aumentar la viscosidad, la turbulencia disminuye.



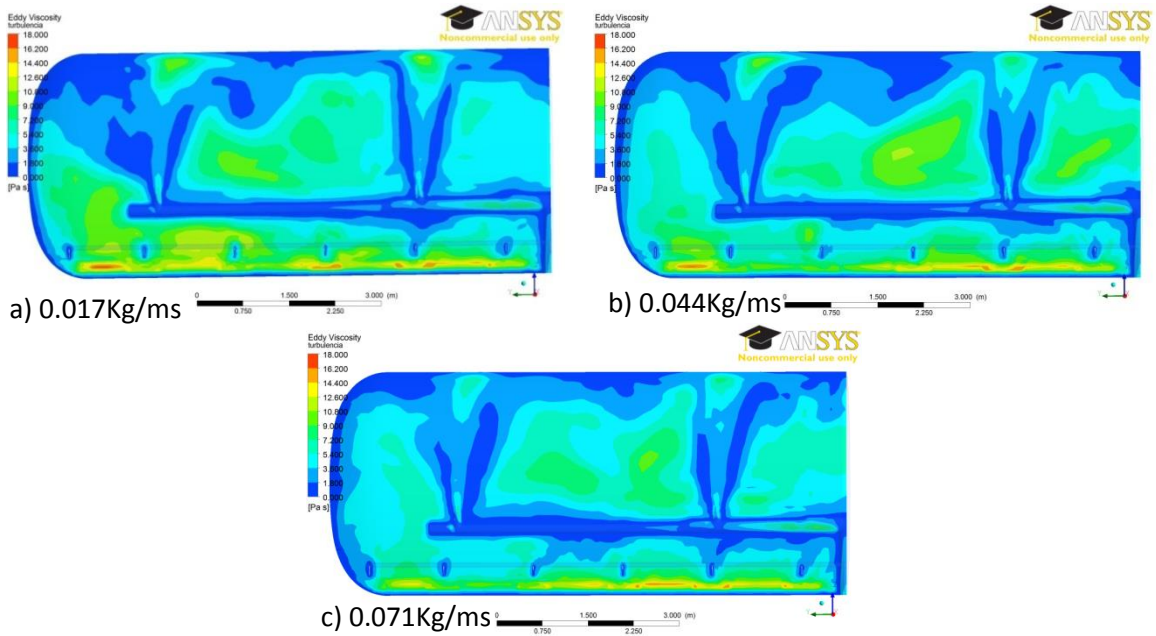


Figura 24. Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

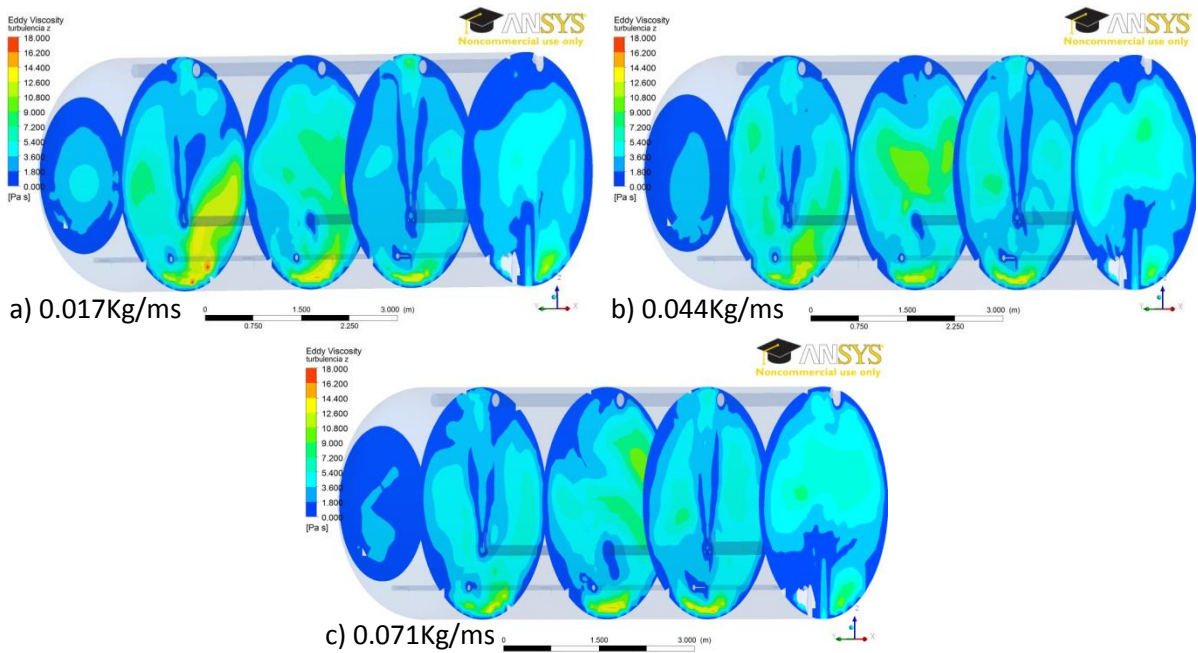


Figura 25. Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

La Figura 26 muestra el efecto de la viscosidad (0.017, 0.044 y 0.071 Kg/ms) en el tiempo de residencia de la emulsión, manteniendo el resto de las variables constantes y con área interfacial de  $400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ . Se puede ver en las imágenes que a diferencia del resto de las variables que se han analizado anteriormente, el tiempo de residencia si presenta un gran cambio con la viscosidad, pues se nota que al aumentar la viscosidad los tiempos de residencia disminuyen de manera significativa, y las recirculaciones y movimientos dentro del reactor son mucho menores. Se confirma que el diseño del tubo distribuidor provoca estancias de las partículas muy bien distribuidas a lo largo y ancho de la desaladora, por lo que este tubo opera muy eficientemente con viscosidades bajas.

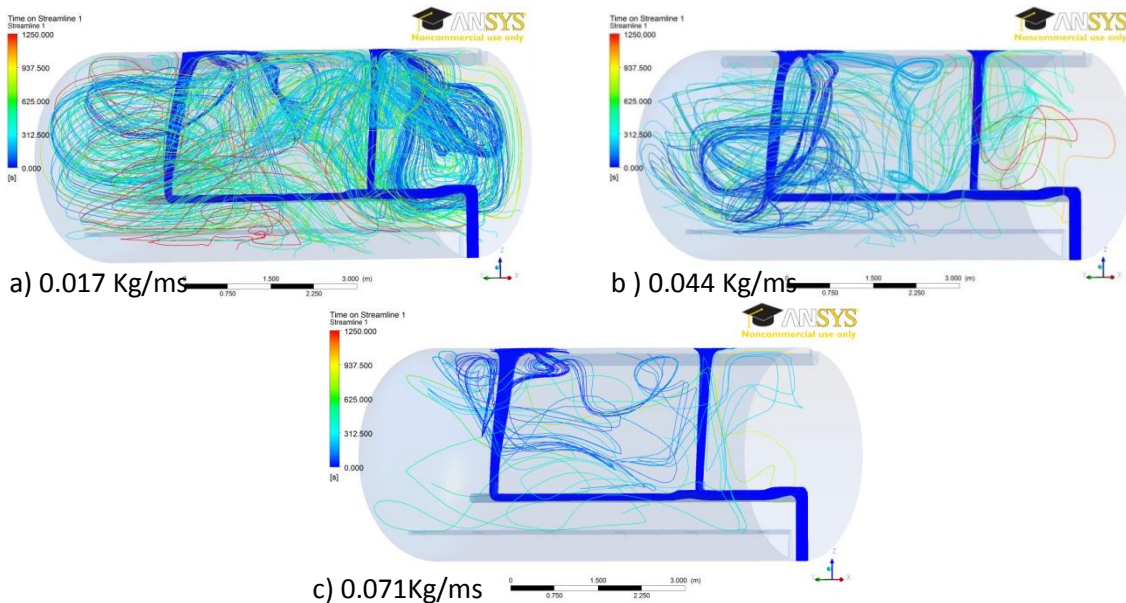


Figura 26. Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y AI=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

## 6. CONCLUSIONES

Se simuló la dinámica de fluidos del desalador industrial que incluye el dibujo exacto de la geometría (líneas de entrada de la emulsión y salidas de crudo y agua). Se consideraron los principios de conservación de cantidad de movimiento y de continuidad para un flujo bifásico (crudo y agua), se utilizó el modelo de turbulencia  $k-\epsilon$  y aunque se consideró el campo eléctrico en todo el sistema por falta de información sobre la geometría y configuración de los electrodos, se logró suponer una frecuencia de colisión de forma tal que se pudo incluir el efecto del campo eléctrico en la solución numérica. Aunque esto último represente una limitante en la aplicación de este modelo y las simulaciones se hayan realizado en estado estable, el modelo pudo ser resuelto mediante el software computacional FLUENT ANSYS 12.0 y la solución nos arrojó resultados preliminares, que si bien debemos de tomarlos con reserva nos dan una idea del efecto que tienen las variables del proceso para favorecer la separación de la emulsión agua en crudo.

Las principales conclusiones de este trabajo son las siguientes:

- Se observó que la emulsión (agua – crudo) presenta un patrón de flujos tridimensional y complejo, en donde se pudo apreciar, de forma general, que el tubo distribuidor de la emulsión presenta un mal diseño, ya que la distribución es heterogénea en las dos salidas que alimenta la emulsión, presentándose un flujo asimétrico, siendo mayor el flujo que sale de la primera salida que de la segunda, lo anterior promueve las recirculaciones mencionadas a lo largo de los resultados, lo cual resulta dañino para el sistema, debido a que se generan zonas de mayor turbulencia, lo que ocasiona que la emulsión se estabilice y por lo tanto se dificulte la funcionabilidad de la desaladora industrial, es decir la separación de crudo y agua.
- El tubo distribuidor está diseñado para operar con crudos ligeros, pues solo en este caso se observó un patrón de flujos homogéneo, estancias de las partículas muy bien distribuidas a lo largo y ancho de la desaladora, por lo que este tubo opera muy eficientemente con viscosidades bajas. Lo anterior es sin duda un punto negativo para el proceso de desalado y deshidratado

del crudo mexicano pues la mayor parte del crudo que se obtiene en el país es pesado.

- La asimetría en el tubo distribuidor provoca zonas con altos y bajos tiempo de residencia, es decir en general la desaladora presenta un pobre diseño lo que dificulta la separación de fases.
- Aunque este modelo es bastante robusto porque se logró incorporar la acción del campo eléctrico, es necesario obtener la información completa de la ubicación y geometría de los electrodos para realizar un estudio realista de la operación de la desaladora.
- Se confirma que las variables más importantes en el proceso de separación son: en primer lugar el contenido de humedad y el tamaño de partícula, seguido del campo eléctrico, la tensión superficial influye pero de forma mínima y finalmente la viscosidad es la que presenta menor relevancia, lo cual es favorable porque en México la mayor parte del crudo que se extrae es pesado.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

1. Instituto Mexicano del Petróleo; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=origen>
2. INEGI; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://cuentame.inegi.org.mx/impresion/economia/petroleo.asp>
3. Instituto Mexicano del Petróleo; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>
4. Instituto Mexicano del Petróleo; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
5. Facultad de Ingeniería, UNAM; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/>
6. INEGI; [online];[consultado: 26 mayo 2013];  
<http://cuentame.inegi.org.mx/impresion/economia/petroleo.asp>
7. Ali Khairan Alshehri, Modeling and Optimization of Desalting Process in Oil Industry, Master of Applied Science Thesis, University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada, 2009. (3)
8. Gary W. Sams and Moshen Zaouk, Emulsion Resolution in Electrostatic Processes, Energy & Fuels, Vol. 14, (2000), pp. 31-37. (13)
9. H. K. Abdel-Aal, Mohamed Aggour, and M. A. Fahim, PETROLEUM AND GAS FIELD PROCESSING, Ed. Marcel Dekker, Ney York, 2003. (27)
10. 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). (50)
11. 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. (25)
- 12.[5] 25.- G. W. Sams & K. 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. (5)
  - 13.[6] B. E. Launder and D. B. Spalding, Numerical computation of turbulent flows, *Comput. Method. Appl. M.*, Vol. 3 March (1974), pp. 269-289.
  - 14.[7] Melheim, J.A., Chiesa M. Simulation of turbulent electrocoalescence, *Chemical Engineering Science*, Vol. 61 (2006), pp. 4540-4549.
  - 15.10.- Erik Fetter Pruneda, Enrique Rivero Borrell Escobedo y Francisco Javier Garfias Vazquez, Optimum Temperature in the Electrostatic Desalting of Maya Crude Oil, *J. Mex. Chem. Soc*, Vol. 49, No. 1, (2005), pp. 14-19.
  16. Delint SJ, "Coalescencia de gotas en una emulsión de crudo: una solución numérica". Dirigida por Dr. Marco Aurelio Ramírez Argáez, Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química, 2013.
  17. Levenspiel O, (2002), *Ingeniería de las Reacciones Químicas*, Reverte, pp 465-466

## 8. ÍNDICE DE FIGURAS

**Figura 1.** Indicadores (API y % S del tipo, cantidad y calidad de productos que se obtienen de los diferentes tipos de crudo) [4].

**Figura 2.** Floculación, sedimentación y coalescencia de gotas en emulsiones agua – en – crudo.

Figura 3. a) Dibujo del desalador, b) Dibujo de la tubería de entrada del desalador y salidas de crudo y agua, c) Dibujo completo del desalador.

**Figura 4.** Malla final con más de un millón y medio de nodos. a) Vista general de la malla en 3D, donde además se aprecian los tubos de entrada de emulsión, y las salidas de crudo y agua, mostrando solo la mitad de la desaladora por simetría. b) vista de la malla en un plano 2D sobre una geometría 3D que contiene la entrada de la emulsión y la de agua. c) vista 3D de la malla mostrando la malla sobre la superficie exterior de la desaladora, y d) malla en un plano 2D del plano central de la desaladora donde se muestra la refinación considerable de la malla alrededor de entradas y salidas.

**Figura 5.** Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo a)5%H<sub>2</sub>O, b)7%H<sub>2</sub>O y c) 10%H<sub>2</sub>O, con condiciones constantes, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $Al=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 6.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)5%H<sub>2</sub>O, b)7%H<sub>2</sub>O y c) 10%H<sub>2</sub>O, con condiciones constantes, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.044 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $Al=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 7.** Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a)5%H<sub>2</sub>O,b)7%H<sub>2</sub>O y c) 10%H<sub>2</sub>O, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $Al=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 8.** Contornos de viscosidad turbulenta en diferentes planos z, a)5%H<sub>2</sub>O,b)7%H<sub>2</sub>O y c) 10%H<sub>2</sub>O, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y

$AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 9.** Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a)5% $\text{H}_2\text{O}$ ,b)7% $\text{H}_2\text{O}$  y c) 10% $\text{H}_2\text{O}$ , con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, campo eléctrico de 1kV y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 10.** Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7%  $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 11.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7%  $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 12.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7%  $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=40000 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 13.** Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 1kV,b)1.5kV, c) 2kV y d) 3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 14.** Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004 N/m, viscosidad de 0.04 kg/ms, 7 % $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 15.** Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a)1kV,b)1.5kV, c)2kV y d)3kV, con las siguientes condiciones, tensión superficial de 0.004N/m, viscosidad de 0.04kg/ms, 7% $\text{H}_2\text{O}$  y  $AI=400\text{m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 16.** Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a)0.004 y b)0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.044 kg/ms, 7%  $\text{H}_2\text{O}$ , 1kV de campo eléctrico y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .

**Figura 17.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a) 0.004 y b)0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.044 kg/ms, 7%  $\text{H}_2\text{O}$ , 1kV de campo eléctrico y  $AI=400 \text{ m}^2/\text{m}^3$ .



**Figura 18.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=40000 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 19.** Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 20.** Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 21.** Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a) 0.004 y b) 0.008 N/m de tensión superficial, con las siguientes condiciones: viscosidad de 0.04 kg/ms, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 22.** Se presentan los diferentes campos de velocidad en las entradas de la emulsión, salidas de agua y de crudo, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 23.** Fracciones de fases en plano medio, naranja-crudo y azul-agua, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 24.** Contornos de viscosidad turbulenta en plano medio, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 25.** Contornos de viscosidad turbulenta en planos z, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

**Figura 26.** Tiempo de residencia de la emulsión en el desalador industrial, en 3D, a) 0.017 y b) 0.044 y c) 0.071 Kg/ms de viscosidad, con las siguientes condiciones: tensión superficial 0.004 N/m, 7% H<sub>2</sub>O, 1kV de campo eléctrico y Al=400 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.