



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE QUIMICA

**“Modelado matemático de la hidrodinámica en un
desalador de crudo a nivel planta piloto”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO METALÚRGICO

PRESENTA

DIEGO ENRIQUE GONZÁLEZ GONZÁLEZ



MÉXICO D.F.

2014



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.



Universidad Nacional Autónoma de México

Modelado matemático de la hidrodinámica en un desalador de crudo a nivel planta piloto

Diego Enrique González González

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE	Eusebio Cándido AtlatencoTlapanco
VOCAL	Carlos González Rivera
SECRETARIO	Marco Aurelio Ramírez Argáez
1er. SUPLENTE	Adrián Manuel Amaro Villeda
2° SUPLENTE	Agustín Gerardo Ruíz Tamayo

ESTA TESIS FUE DESARROLLADA EN:

Departamento de Ingeniería Metalúrgica

Laboratorio de Solidificación y Simulación Matemática

Edificio D, Facultad de Química, UNAM

DR. MARCO AURELIO RAMÍREZ ARGÁEZ

ASESOR DE TESIS

DIEGO ENRIQUE GONZÁLEZ GONZÁLEZ

SUSTENTANTE



Índice

1. Introducción	5
1.1. Importancia y clasificación del petróleo crudo en México	5
1.2. Desalado y deshidratado del petróleo crudo.....	6
1.3. Estabilidad de la emulsión de agua en crudo	7
1.4. Separación de las emulsiones agua en petróleo crudo	9
1.5. Desaladoras electrostáticas.....	12
1.6. Desaladora piloto.....	13
2. Modelado Matemático	14
2.1. Hipótesis	14
2.2. Objetivos	14
2.3. Modelo previo de tiempo de coalescencia de gotas	15
2.4. Suposiciones.....	15
2.5. Geometría de la desaladora piloto.....	15
2.6. Ecuaciones gobernantes.....	16
2.7. Modelo de turbulencia $k-\epsilon$	17
2.8. Modelo de VOF (Volume of Fluid)	18
2.9. Modelo Mixture	19
2.10. Condiciones de frontera e iniciales.....	20
2.11. Uso del software comercial Ansys 14.0	21
3. Resultados y análisis	23
3.1. Etapa de Llenado de la desaladora piloto con emulsión de agua en crudo.....	23
3.2. Etapa de desestabilización de la emulsión de agua en crudo	30
3.3. Efecto del tamaño de gota de agua en la separación de la emulsión de agua en crudo	36
3.4. Efecto del campo eléctrico en la separación de la emulsión de agua en crudo...	37
3.5. Efecto de la tensión superficial agua-aceite en la separación de la emulsión de agua en crudo	39
3.6. Efecto de la viscosidad del crudo en la separación de la emulsión de agua en crudo	39
3.7. Efecto de la densidad del crudo en la separación de la emulsión de agua en crudo	41



Universidad Nacional Autónoma de México

Modelado matemático de la hidrodinámica en un desalador de crudo a nivel planta piloto

Diego Enrique González González

3.8.	Efecto del porcentaje de agua en la emulsión en la separación de agua del crudo	42
3.9.	Velocidades durante la etapa de separación	43
3.10.	Mejoras en el diseño de la desaladora piloto.....	43
4.	Conclusiones.....	46
5.	Bibliografía.....	47



1. Introducción

1.1. Importancia y clasificación del petróleo crudo en México

De los recursos naturales de nuestro país, el petróleo tiene la mayor relevancia económica, tanto, que ha llegado a apuntalar el crecimiento del país. La producción de crudo en nuestro país está por encima de los 2.5 millones de barriles diarios y es probable que su explotación ascienda a 3.35 millones para el año 2026. Un barril de petróleo son 158.9873 L {1}.

El petróleo se puede clasificar en diferentes tipos gracias a curvas de destilación llamadas TBP (True Boiling Point), donde difieren los tipos de petróleo de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener en los productos por separación directa. La industria mundial de hidrocarburos clasifica al petróleo de acuerdo a su densidad API (American Petroleum Institute) {2}, con las siguientes relaciones:

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad [1]$$

$$SG = \frac{\rho_{oil}}{\rho_{H_2O}} \quad [2]$$

Donde *API* es la densidad en la escala de “American Petroleum Institute”, *SG* es la gravedad específica, ρ_{oil} y ρ_{H_2O} son las densidades del crudo y agua respectivamente.

En la Tabla 1 se muestra la clasificación de los diferentes tipos de petróleo de acuerdo a su densidad. Cabe destacar que a mayor densidad, la escala API disminuye y se considera más pesado el crudo {3}.



Petróleo	Densidad $\frac{g}{cm^3}$	Densidad API
Extrapesado	$\rho \geq 1.0$	$API \leq 10$
Pesado	$0.92 \leq \rho < 1.0$	$10 \leq API < 22.3$
Mediano	$0.87 \leq \rho < 0.92$	$22.3 \leq API < 31.1$
Ligero	$0.83 \leq \rho < 0.87$	$31.1 \leq API < 39$
Superligero	$\rho < 0.83$	$API \geq 39$

Tabla 1 [Clasificación de los tipos de petróleo de acuerdo a su densidad]

En México existen tres diferentes tipos de petróleo, los cuales son:

- Olmeca; Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.
- Istmo; Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya; Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

Para su exportación, los diferentes tipos de petróleo se mezclan para obtener la mezcla mexicana que compite en el mercado con los demás tipos de petróleo de todo el mundo. El petróleo contiene una gran cantidad de compuestos que se pueden utilizar en muchas industrias, esto hace que el crudo adquiera mucho valor agregado al lograr separar muchas de estas sustancias. Debido a esto, cada vez es más importante para nuestro país lograr refinar el crudo e incursionar en esta área para lograr abastecer al menos la demanda nacional. {1}

1.2. Desalado y deshidratado del petróleo crudo

La presente tesis consiste en uno de los primeros procesos unitarios por los que pasa el crudo en una refinería. Al proceso se le conoce como desalado y deshidratado del crudo, es decir, la eliminación de sal y agua. Ambos contaminantes se encuentran en forma de emulsión, la cual está formada por dos fases inmiscibles con pequeñas gotas dispersas en el crudo, la cual es la fase continua. Al eliminar el agua dentro del crudo se puede lograr reducir el tamaño de



las tuberías, así como minimizar la corrosión y disminuir la cantidad de energía que se suministrará al calentar el crudo. {5}

Al proceso mediante el cual se elimina agua y sal se le conoce como la etapa de desalado y deshidratado del crudo que se hace por gravedad apoyada del calentamiento y de la aplicación de un campo eléctrico AC, DC o ambos.

El contenido de sal en el crudo generalmente es mayor a 20 lb por cada 1000 barriles {4} y esta se debe eliminar para evitar los siguientes problemas en el tratamiento del crudo {5,6}:

- Corrosión en tuberías.
- Productos de corrosión e incrustaciones que disminuyen la eficiencia de intercambiadores de calor.
- Algunas sales, entre estas las que contienen Na, contaminan los catalizadores.

La sal viene disuelta en agua en concentraciones de 0.8 a 2.0 % en volumen. Sin embargo, se agrega agua de lavado para lograr que muchas sustancias y iones afines a la fase acuosa logren removerse eficientemente. {7}

1.3. Estabilidad de la emulsión de agua en crudo

Al terminar el proceso de desalado se busca tener alrededor de 3 a 5 ppm de sales en el crudo {7}. Esto se logra separando la fase acuosa del aceite mediante el rompimiento de la emulsión o desemulsificación. Esta eliminación de agua y sal requiere conocer la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo. Estas emulsiones generalmente son estables y difíciles de romper. Existen muchos factores físicos que favorecen la estabilidad de las emulsiones, siendo las más significativas {5,8}:

- Densidad del crudo.
- Viscosidad del crudo.
- Tensión superficial entre las fases.



- Conductividad eléctrica.
- Tamaño de gotas.
- Antigüedad de la emulsión.
- % en volumen de agua.
- % de sólidos suspendidos, asfaltenos, parafinas, nafténicos y otras sustancias que actúen como tensoactivos.
- Densidad, pH, salinidad y porcentaje de partículas suspendidas en el agua.
- Presencia de burbujas.
- Ciclos de temperatura.
- Energía suministrada.
- El mezclado debido a la agitación.
- La cantidad de agua de lavado.
- Diferencia de densidades debido a la cantidad de sal en la fase acuosa, a mayor cantidad de sal aumenta la densidad del agua.

Primeramente, se agrega agua de lavado y se agita la mezcla para estabilizar la emulsión y promover que la fase acuosa se disperse homogéneamente con la energía de agitación necesaria, partiendo el proceso con una emulsión en donde las gotas estén homogéneamente distribuidas y cercanas unas con otras, pero evitando crear gotas muy pequeñas, difíciles de separar. La energía de agitación se puede calcular a partir de la siguiente ecuación. **{6}**

$$E = \tau AD_0 \quad [3]$$

Donde E es la energía que se obtiene a partir de aplicar un esfuerzo de corte τ , A es el área de la interfase y D_0 es una longitud característica.

Después, la emulsión formada antes de entrar en el desalador se rompe o se desemulsifica fomentando la coalescencia de gotas que se separan del crudo por gravedad. Dicha separación se fomenta con un aumento en temperatura, un aumento en la presión y la presencia de campos eléctrico AC o DC en desaladoras electrostáticas industriales agregando además reactivos químicos



desemulsificantes. Se debe trabajar a temperaturas de 80 °C para disminuir la densidad y viscosidad del crudo. Además, debe controlarse la presión, manteniéndola elevada, para evitar volatilizar sustancias ligeras, precipitar asfaltenos o ceras, cristalizar sales o formar bacterias. {8}

Si el crudo tiene conductividades eléctricas de $4 \frac{nS}{m}$ ya no responde al desalado en campos de DC y para conductividades de $200 \frac{nS}{m}$ se requieren campos potentes. Al usar desemulsificantes se requiere que el porcentaje de sólidos suspendidos no supere las 100 ppm. La tensión superficial depende del pH, salinidad, temperatura, el porcentaje de H_2O y el porcentaje de sólidos. La tensión superficial en emulsiones se reporta en rangos de 0.5 a $50 \frac{dinas}{cm}$ y si es menor a $1 \frac{dinas}{cm}$, la emulsión se estabiliza y es espontánea. Se reportan intervalos de pH donde la emulsión es inestable alrededor de 10 a 13. {8}

En las mezclas de crudo con agua se presenta una zona dentro del desalador conocida como “Rag” que es una emulsión compleja y estable entre el crudo, agua y sólidos suspendidos. Esta zona se debe remover para evitar usar demasiada agua de lavado o tener que tratarla después del desalado. La presencia de tensoactivos incrementa el tamaño o espesor de la capa “Rag”. {4}

1.4. Separación de las emulsiones agua en petróleo crudo

Una vez conocida la naturaleza de las emulsiones se procede a estudiar como desestabilizarlas, este proceso se presenta de tres formas que pueden ocurrir de manera simultánea (ver Figura 1). {5}

- Floculación: muchas gotas de la fase dispersa se encuentran y forman agregados de gotas.
- Sedimentación: las gotas o agregados caen al fondo del recipiente debido a la gravedad y la diferencia de densidades.
- Coalescencia: gotas de tamaños pequeños logran romper la interfase y unirse para formar gotas de mayor tamaño.

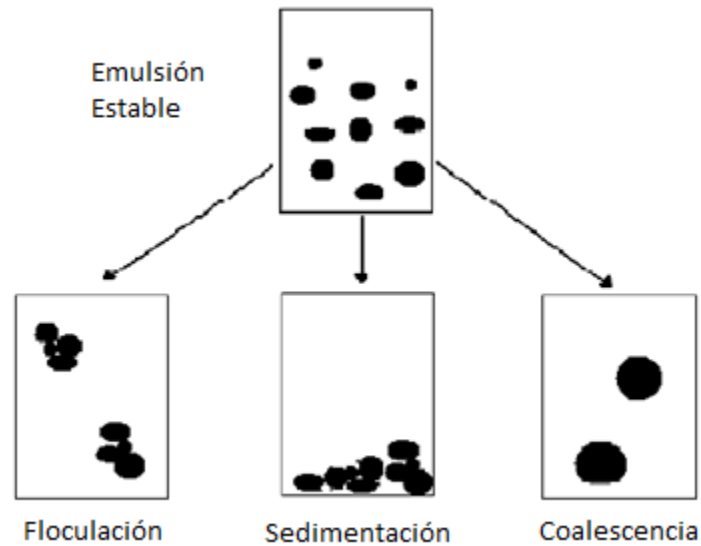


Figura 1 [Formas de desestabilización de emulsiones; Floculación Sedimentación y Coalescencia]

Para lograr desestabilizar la emulsión y separar la fase dispersa del crudo, se deben entender las fuerzas a las que están sometidas las gotas. A continuación se mencionan las fuerzas que actúan en las gotas de agua en una emulsión de crudo.

Las gotas se consideran esféricas y se puede usar la ley de Stokes para predecir la velocidad de asentamiento, en donde se involucra la fuerza de gravedad, la fuerza boyante y la fuerza de arrastre entre las gotas y el crudo: {5}

$$v = \frac{2}{9} \frac{\pi r \Delta \rho g}{\mu} \quad [4]$$

Donde v es la velocidad con la que caen las gotas, $\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre los dos fluidos, μ es la viscosidad y g la aceleración gravitacional.

La presencia de tensoactivos estabiliza la emulsión, así que se agregan desémulsificantes para promover el drenado de la película de crudo que impide la coalescencia de gotas. Esto se puede medir a partir de la tensión superficial.



La ley de Stokes implica solo fuerzas gravitacionales y de arrastre, con las cuales es muy lenta la separación, razón por la cual se emplean campos eléctricos para acelerar la coalescencia de gotas, para que éstas crezcan en tamaño y se facilite la separación por gravedad. El campo eléctrico impacta a la fase dispersa, ya que esta es conductora, por lo que el campo eléctrico modifica la forma de las gotas formando interacciones del tipo dipolar. {5}

$$F = \frac{kd^6E^2}{l^4} \quad [5]$$

Donde F es la fuerza dipolar a la que están sometidas las gotas, k es la constante dieléctrica del crudo, d es el diámetro de gota, E el campo eléctrico y l la distancia entre un par de gotas. {5}

Pero se debe tener cuidado de no elevar mucho el campo eléctrico ya que esto puede promover la ruptura de las gotas estabilizando la emulsión, de acuerdo a la siguiente relación: {5}

$$E_{crit} = k \frac{\gamma}{d} \quad [6]$$

Donde γ es la tensión superficial.

La temperatura tiene efectos contrarios, ya que por un lado disminuye la viscosidad y la densidad del crudo para mejorar la separación, mientras que por otro lado también aumenta la conductividad del crudo, lo que empeora la separación, aunque el primer efecto se considera dominante, por lo que un aumento en la temperatura se recomienda en la práctica {5}.

Muchos de los crudos ligeros permiten la separación con el uso de la gravedad. Actualmente se utiliza, además de todos estos factores, la fuerza centrífuga en reactores donde se hace girar el fluido, como en hidrociclones. Sin embargo, en crudos muy densos se requiere el uso de desaladoras electrostáticas.



1.5. Desaladoras electrostáticas

En México el 70% del crudo es demasiado pesado por lo que la diferencia de densidades entre el crudo y el agua $\Delta\rho$ es demasiado pequeña para lograr la separación utilizando solo la gravedad. {3} En las desaladoras electrostáticas se aplica un campo eléctrico para modificar la forma y la distribución de tamaños de gota dentro de la emulsión, siempre cuidando no elevar demasiado el campo porque se pueden romper las gotas y estabilizar la emulsión. El campo se puede aplicar de diversas formas, ya sea AC, DC o ambos. Los campos AC son muy eficientes para deshidratar, sin embargo, los DC soportan porcentajes elevados de agua. Muchas de las desaladoras además de poder modificar el tipo de campo eléctrico, pueden modificar también la frecuencia, pulsos, distribución de electrodos y tipos de corriente (AC o DC). {8}

El principio de las desaladoras electrostáticas se basa en agregar agua de lavado, aplicar el campo eléctrico para promover la alineación de gotas por fuerzas dipolares y electrofóresis y promover la coalescencia. Posteriormente se logra obtener la separación de las fases y se extraen ambas con colectores. La mayor parte de las desaladoras son sistemas continuos donde se tiene un dispersor que distribuye la emulsión en el contenedor, tubos colectores superiores para el crudo desalado e inferiores para el agua. En la Figura 2 se muestra una desaladora convencional con arreglo de electrodos para sistemas de AC o DC. {8}

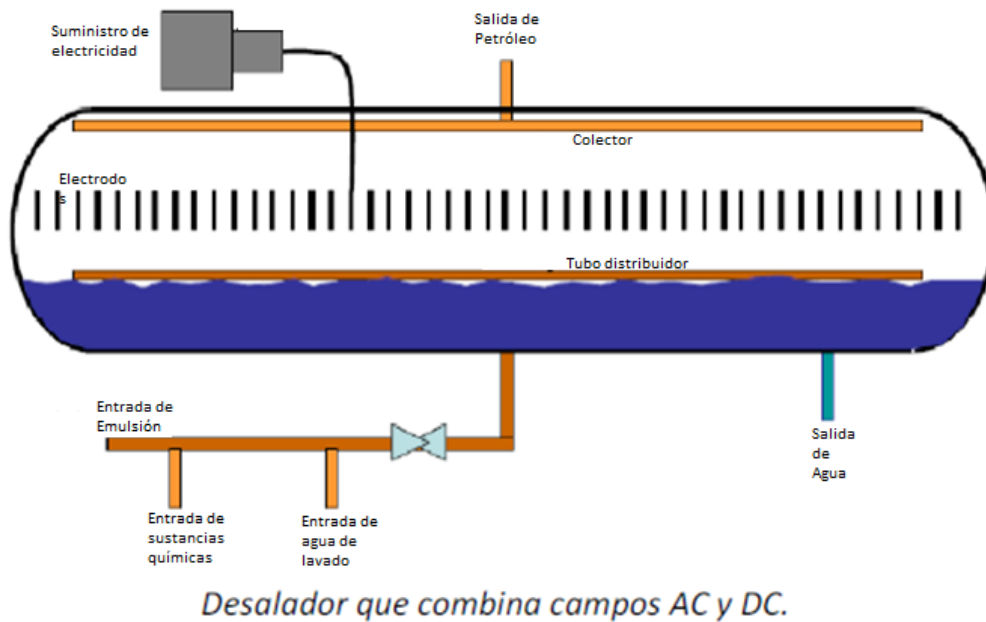


Figura 2 [Desalador con su arreglo de electrodos]

1.6. Desaladora piloto

Realizar pruebas en una desaladora industrial resulta muy costoso, inadecuado y peligroso debido a que afecta directamente a la producción. Para poder llevar a cabo un estudio experimental del desalado de emulsiones agua en petróleo crudo, como parte de un proyecto de investigación hecho en esta Facultad, se diseñó, construyó e instaló una planta piloto donde se pueden llevar a cabo experimentos a un menor costo y de manera controlada.

Este estudio se realizó para analizar, mediante simulaciones de flujo de fluidos en computadora, el proceso de separación o desemulsificación en esta desaladora electrostática instalada en la Facultad de Química UNAM con dimensiones de 29.68 cm de diámetro 45.365 cm de longitud y capacidad para 31.386 L de crudo (aproximadamente 1/5 de barril), tal y como se presenta en la foto de la Figura 3.



Figura 3 [Imagen de la desaladora electrostática operando en la Facultad de Química de la UNAM]

2. Modelado Matemático

2.1.Hipótesis

A través de un modelo matemático que describa la fluidinámica de un flujo bifásico crudo-agua, en una emulsión agua en crudo, se podrá calcular el tiempo de llenado y de separación o desemulsificación(deshidratado/desalado) en una desaladora piloto evaluando el efecto de variables de proceso.

2.2.Objetivos

Desarrollar un modelo matemático de hidrodinámica para simular el llenado con emulsión de agua en petróleo crudo en una desaladora piloto basado en principios fundamentales de conservación de masa y de cantidad de movimiento.

Desarrollar un modelo matemático con software comercial CFD para simular la separación de la emulsión de agua en petróleo crudo en una desaladora piloto basado en principios fundamentales de conservación de masa y de cantidad de movimiento.

Aplicar el modelo para realizar un análisis del proceso que determine el efecto de las principales variables de proceso sobre la cinética de desemulsificación.



2.3. Modelo previo de tiempo de coalescencia de gotas

Para incluir el efecto del campo eléctrico se utilizó un modelo matemático previo donde se puede estimar el tiempo de colisión entre gotas en función de la fracción de agua X en la emulsión, de la viscosidad del crudo μ y del campo eléctrico E . {9}

$$t_{\text{colision}} = 93433.33X^{-3.24237}\mu^{0.945284}E^{-1.96422} \quad [7]$$

El modelo desarrollado en este trabajo requiere conocimiento de la frecuencia de colisión entre gotas (que promueve la coalescencia de gotas) que es el inverso del tiempo de colisión entre gotas.

2.4. Suposiciones.

Las suposiciones en un modelo matemático son importantes, puesto que ayudan a simplificar la complejidad de los sistemas, haciéndolos tratables con solución numérica reproducible. Las suposiciones más importantes implican la presencia de fluidos Newtonianos, incompresibles. Se considera sistema isotérmico sin la presencia de gradientes térmicos. Las gotas se consideran inicialmente con una distribución de tamaños en un intervalo de dos órdenes de magnitud entre el tamaño mínimo y máximo. Finalmente, en esta etapa del trabajo no se toma en cuenta la distribución del campo eléctrico.

2.5. Geometría de la desaladora piloto

Para poder resolver el sistema de ecuaciones diferenciales que se describirán a continuación y que gobiernan tanto el llenado de la desaladora como la separación de la emulsión, se requirió realizar el dibujo de la desaladora en un programa CAD 3D donde se definen todas las dimensiones del sistema (ver Figura 4).

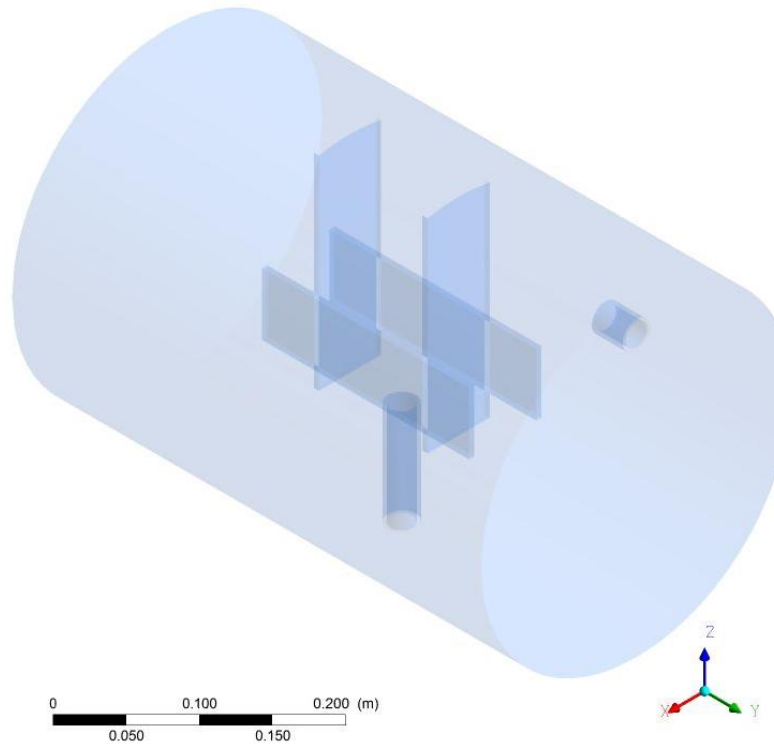


Figura 4 [Geometría de la desaladora; Al centro tubo de entrada, electrodos y soportes; a un costado tubo de salida del petróleo crudo desalado]

2.6. Ecuaciones gobernantes.

Se realizaron cálculos para dos etapas del proceso: a) llenado y b) separación. En ambas etapas se estableció la gravedad como $9.81 \frac{m}{s^2}$ en dirección Z negativa y las ecuaciones se resolvieron en estado no estacionario, es decir, las variables tienen dependencia con el tiempo. Las ecuaciones gobernantes en ambos casos (llenado y desmulsificación) son: la ecuación de continuidad, la ecuación de conservación de cantidad de movimiento y la consideración de las fracciones volumétricas (a través de distintos modelos).

La ecuación de continuidad es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho + \nabla \cdot \rho v = 0 \quad [8]$$

La ecuación de conservación de cantidad de movimiento es:



$$\frac{\partial}{\partial t} \rho v + \nabla \cdot \rho v v - \nabla \cdot \tau = -\nabla P + \rho g \quad [9]$$

Donde los esfuerzos de corte se pueden definir como:

$$\tau = \mu \nabla v + \nabla v^T - \frac{2}{3} \nabla \cdot v I \quad [10]$$

Y en cualquier posición dentro de la desaladora, las fracciones de volumen de cada fase debe sumar la unidad:

$$R_{agua} + R_{aceite} = 1 \quad [11]$$

En estas ecuaciones ρ representa la densidad del fluido, v el vector de velocidad con componentes $v = u, v, w$, ∇ el operador nabla con componentes $\nabla = \frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z}$, P la presión, g el vector gravedad con componentes $0, 0, -g$, τ es el

tensor de esfuerzos viscosos con elementos $\tau = \begin{matrix} \sigma_{xx} & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} \end{matrix}$, I matriz

identidad, ∇ la matriz del operador nabla $\nabla = \begin{matrix} \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \\ \frac{\partial}{\partial x} & \frac{\partial}{\partial y} & \frac{\partial}{\partial z} \end{matrix}$, μ la viscosidad, R_{agua}

y R_{aceite} las fracciones volumétricas de agua y aceite respectivamente.

En la primera etapa de llenado del reactor, además de los principios de conservación enumerados, se utilizaron dos modelos.

2.7. Modelo de turbulencia k-ε

Este modelo de turbulencia permite conocer los esfuerzos de Reynolds para un flujo turbulento a partir de los balances de energía cinética turbulenta y su velocidad de disipación. Este modelo de turbulencia de dos ecuaciones es utilizado ampliamente en cálculos de ingeniería debido a su flexibilidad para modelar un amplio rango de flujos turbulentos y a que su deducción se basa tanto en principios fenomenológicos como en empíricos.



Las ecuaciones del modelo de turbulencia son:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho k + \nabla \cdot \rho k v = \nabla \cdot \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad [12]$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho \varepsilon + \nabla \cdot \rho \varepsilon v = \nabla \cdot \left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon + C_1 \frac{\varepsilon}{k} G_k + C_{3\varepsilon} G_b - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon \quad [13]$$

Donde k es la energía cinética, μ_t es la viscosidad turbulenta, σ_k y σ_ε números de Prandtl, G_k la generación de energía cinética debida a gradientes de velocidad, G_b la generación de energía cinética turbulenta, Y_M la contribución de debida efectos de compresibilidad, $S_k - S_\varepsilon$ son otros términos fuente y $C_1, C_{2\varepsilon}, C_{3\varepsilon}, \sigma_k$ y σ_ε son constantes experimentales. {11}

2.8. Modelo de VOF (Volume of Fluid)

Con este modelo se pueden simular dos o más fluidos inmiscibles, separados por una interfase bien definida, resolviendo un solo conjunto de ecuaciones de conservación para una sola fase y simultáneamente distinguiendo las fracciones volumétricas en todo el dominio de cálculo. Esta técnica numérica es ideal para predecir movimientos de gotas muy grandes y fluidos separados por superficies libres bien definidas, como el caso del llenado de la desaladora, en donde se podrá estimar la evolución con el tiempo de la superficie libre entre la emulsión y la atmósfera gaseosa, o dicho de otro modo, se estimará como cambia el nivel de emulsión con el tiempo.

El seguimiento la interfase se logra resolviendo la ecuación de continuidad para un marcador α_i y alguna de las fases (q):

$$\frac{1}{\rho_q} \frac{\partial}{\partial t} \alpha_i \rho_q + \nabla \cdot \alpha_q \rho_q v_q = S_{\alpha_q} + (m_{pq} - m_{qp}) \quad [14]$$

Donde m_{pq} y m_{qp} es la transferencia de masa entre una fase y la otra. S_{α_q} Es un término fuente que generalmente es cero pero se puede especificar otro valor.



Para la separación de la emulsión, se usa el modelo de turbulencia k-épsilon ya descrito, pero en vez de usar el modelo VOF se usa el modelo “Mixture” que se detalla enseguida.

2.9. Modelo Mixture

Este modelo es una simplificación para modelar flujos multifásicos. Se basa en resolver las ecuaciones de continuidad, de conservación de la cantidad de movimiento y de continuidad de la fracción de volumen de cada fase presente en la mezcla agua-crudo, considerando la densidad, viscosidad y la velocidad de la mezcla, tal y como se muestra:

$$\mu_{mezcla} = \sum_{i=1}^n R_i \mu_i \quad [15]$$

$$\rho_{mezcla} = \sum_{i=1}^n R_i \rho_i \quad [16]$$

$$v_{mezcla} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \rho_i v_i}{\rho_{mezcla}} \quad [17]$$

Por otra parte para incluir la desestabilización de la emulsión se resuelve la siguiente ecuación para calcularla concentración de área interfacial χ_p , la cual se define como la zona interfacial entre dos fases por unidad de volumen. {10}

$$\frac{\partial \rho_g \chi_p}{\partial x} + \nabla \cdot \rho_g v_g \chi_p = \frac{1}{3} \frac{D \rho_g}{Dt} \chi_p + \frac{2}{3} \frac{m_g}{\alpha_g} \chi_p + \rho_g (S_{WE} + S_{RC} + S_{TI}) \quad [18]$$

Donde los subíndices g son para denotar la fase dispersa, α_g es la fracción volumétrica, S_{WE}, S_{RC} y S_{TI} son términos donde se considera la coalescencia y ruptura de la fase dispersa. Esta última ecuación representa un balance poblacional tomando en cuenta las fracciones en volumen de gotas en función de su tamaño y considerando que al romperse una gota o al coalescer dos o más gotas, generan una modificación en las poblaciones de tamaños de gota.



2.10. Condiciones de frontera e iniciales.

Las condiciones de frontera en la etapa de llenado indican el no deslizamiento y la impermeabilidad de todas las paredes (cero velocidades de todos los componentes del vector velocidad de la emulsión), así como la interpolación desde el núcleo turbulento a la pared estática por funciones logarítmicas de pared. En el inlet hay un flujo de entrada que define la velocidad de la emulsión y existe en la parte superior un outlet que descarga fluido a la atmósfera. La turbulencia en esas zonas se maneja con procedimientos de cálculo de Intensidad turbulenta y diámetro hidráulico. Las condiciones iniciales para esta etapa de llenado implican una desaladora vacía de emulsión y llena de argón.

Por otro lado, en el modelo que describe el desemulsificado, las mismas condiciones de impermeabilidad y no deslizamiento en todas las paredes aplican junto con el uso de funciones pared. Aquí no hay entrada ni salida de materia. En ambos modelos se aprovecha la simetría del sistema y solo se requiere realizar el cálculo para la mitad del desalador. Finalmente, en la etapa de separación, la condición inicial implica una desaladora llena de emulsión estática (velocidad cero), con una fracción de volumen de agua y distribución de tamaño de gota homogénea en todo el sistema. En la Figura 5 se presenta el dibujo de la desaladora con algunas fronteras incluidas para el modelo de llenado.

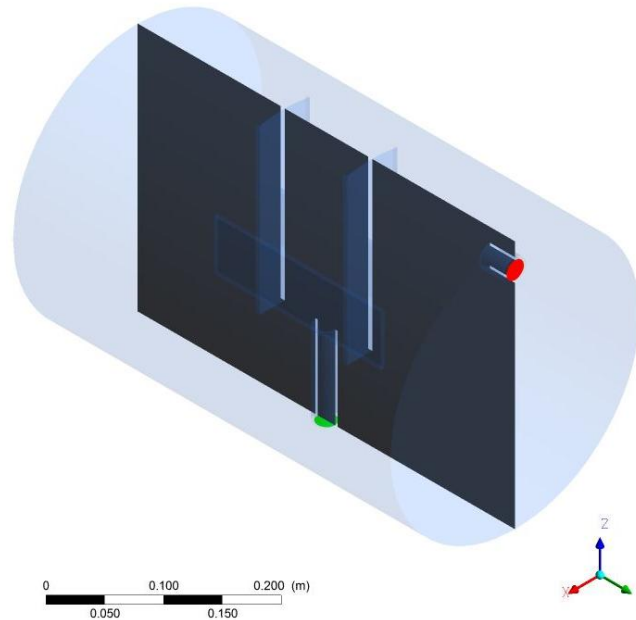


Figura 5 [Imagen de la desaladora. Plano de simetría (gris), Entrada (verde) y Salida (roja)]

2.11. Uso del software comercial Ansys 14.0

El conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que describen el llenado y la separación de la emulsión, sujetas a las condiciones iniciales y de frontera se resolvieron de manera numérica con la técnica de elemento finito, para lo cual se usó el software ANSYS 14.5.

En este método de elemento o volumen finito se requiere discretizar (dividir) el sistema en muchos elementos (nodos) de volumen sin traslape, los cuales en conjunto conforman la malla (Grid). En cada nodo se resuelven todas las ecuaciones de conservación integrándolas y transformando de esta manera el conjunto de ecuaciones diferenciales parciales en varios sistemas de ecuaciones lineales algebraicas que se pueden resolver numérica y simultáneamente.

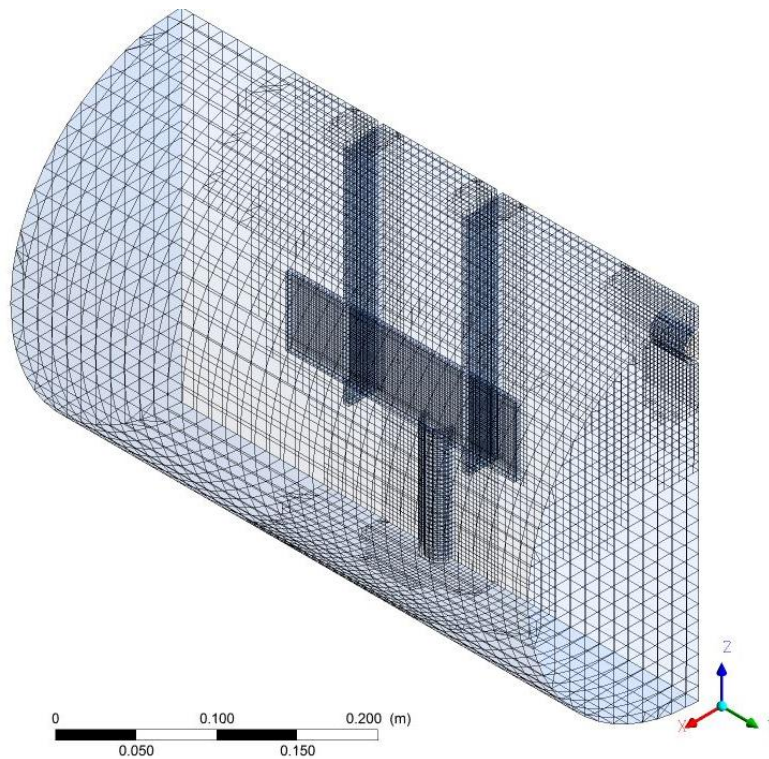


Figura 6 [Malla utilizada para la solución numérica de la desaladora]

En la Figura 6 se muestra la malla utilizada con 69641 elementos y la distribución de los mismos. En ambas etapas (llenado y separación) se resuelven de forma aproximada 6 ecuaciones algebraicas para cada elemento, esto equivale a 417846 ecuaciones (casi medio millón). Se repite el cálculo (se itera) hasta que el cálculo converge, es decir, se satisfacen los balances o principios de conservación para las 6 ecuaciones con un error cercano a 1×10^{-5} (aproximadamente 50 iteraciones cada paso de tiempo). En la etapa de llenado se utilizó un paso de tiempo de $5 \times 10^{-3} s$, mientras que en la etapa de separación fue de $2 \times 10^{-2} s$. Para obtener un segundo de simulación de llenado se requiere aproximadamente que una PC de escritorio convencional (FSB de 1066 MHz y Frecuencia de reloj de 2.4 GHz) realice cálculos durante 4 horas y 15 minutos para obtener un segundo de simulación de la etapa de separación.



3. Resultados y análisis

3.1. Etapa de Llenado de la desaladora piloto con emulsión de agua en crudo

Se realizó la simulación de llenado para el sistema utilizando una emulsión con propiedades ponderadas. La densidad usada fue de $\rho = 900 \frac{kg}{m^3}$ y la viscosidad de $\mu = 0.041 \frac{kg}{s \cdot m}$. El sistema original se encuentra lleno de argón, con esto se evita el contacto del crudo con el oxígeno del aire ya que se trabaja a 80 °C y pueden incendiarse componentes volátiles. Se obtuvo el tiempo de llenado teórico para una velocidad de entrada del fluido de $0.3 \frac{m}{s}$ con un flujo de $1.04 \times 10^{-4} m^3/s$ (ecuación [19]) y se procedió a realizar la simulación para evaluar el llenado que depende de los fenómenos hidrodinámicos ya mencionados. Con el flujo usado es fácil estimar con la ecuación [20] un tiempo de llenado de 5.16 minutos o 310 segundos.

$$V = A \cdot v = 3.44 \times 10^{-4} m^2 \cdot 0.3 \frac{m}{s} = 1.04 \times 10^{-4} \frac{m^3}{s} \quad [19]$$

$$t = \frac{V}{V} = \frac{3.2 \times 10^{-2} m^3}{1.04 \times 10^{-4} \frac{m^3}{s}} = 310.08 s = 5.16 min \quad [20]$$

Donde V es el flujo volumetrico, A es el area, v la velocidad perpendicular y t el tiempo de llenado.

A continuación en las Figuras 7 a), b), c), d) y e) se muestra una secuencia para los primeros 2.5 segundos de llenado del sistema, es decir, el principio del llenado del desalador piloto donde se ve cierta turbulencia y llenado irregular al inicio.

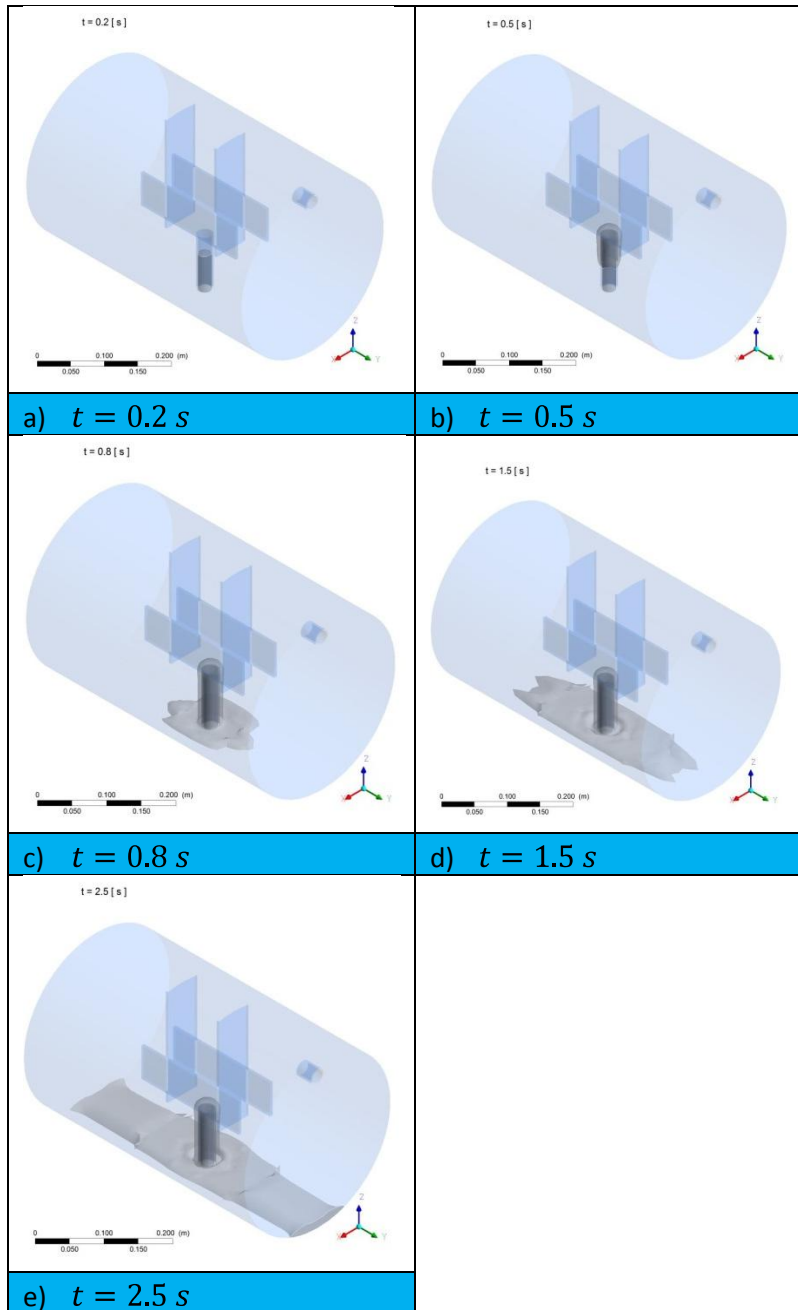


Figura 7 [Primeros segundos de llenado a) $t = 0.2$ s, b) $t = 0.5$ s, c) $t = 0.8$ s, d) $t = 1.5$ s y e) $t = 2.5$ s]



Mientras que en las Figuras 8 a), b), c) y d) se muestran diversas etapas del llenado hasta alcanzar el tiempo teórico de llenado de alrededor de 310 segundos, tal y como se estima teóricamente dado el flujo empleado.

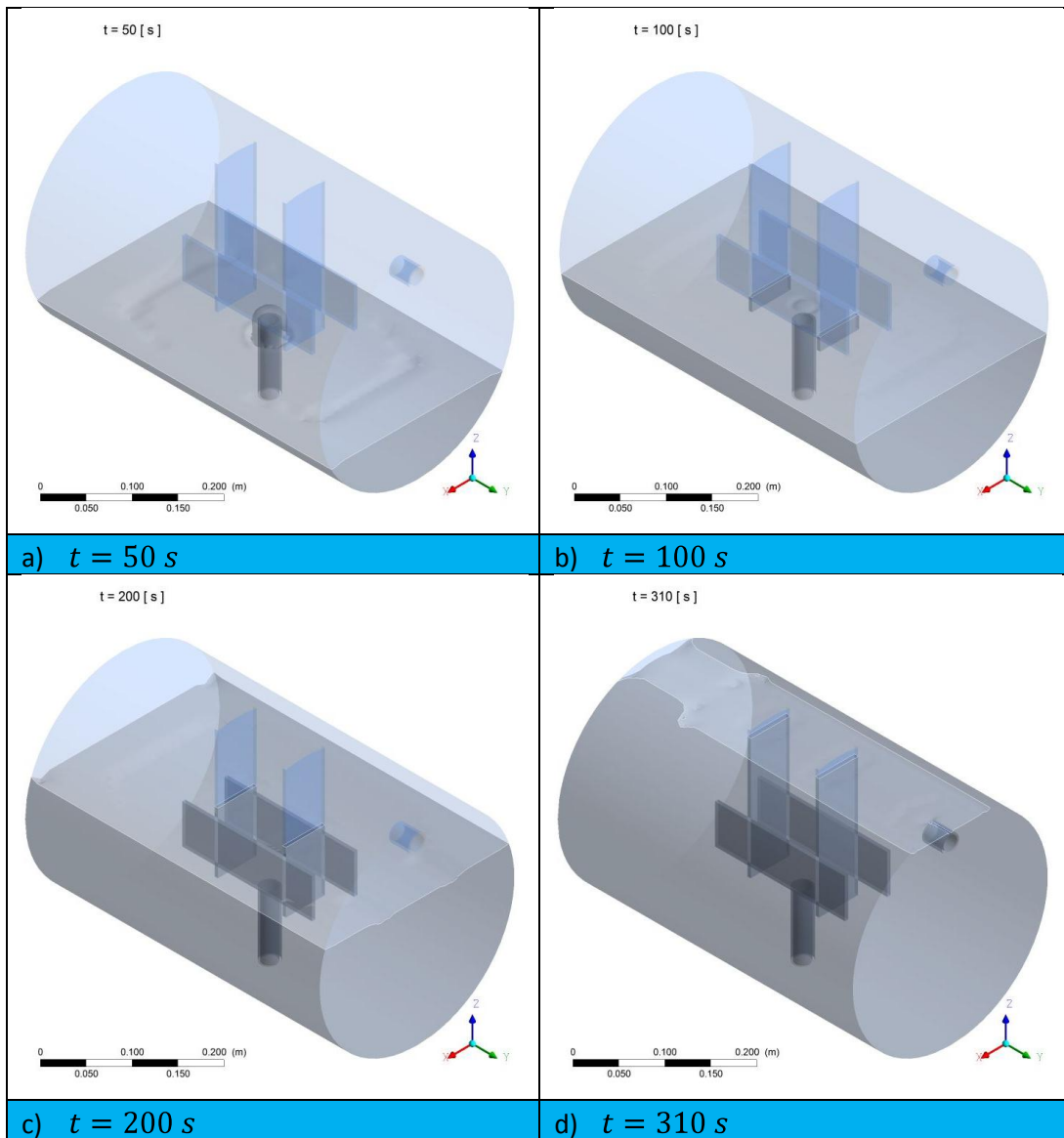


Figura 8 [Etapas de llenado a) $t = 50$ s, b) $t = 100$ s, c) $t = 200$ s y d) $t = 310$ s]

En este caso se puede observar en la Figura 8 d) que la desaladora no se ha llenado por completo de acuerdo al tiempo teórico, sin embargo, esto es debido a que no se tiene restricción en la salida. Cuando el nivel de la emulsión alcanza la



salida comienza a salir del sistema. También se aprecia, después de un llenado irregular al inicio, un llenado estable con una superficie libre muy plana conforme avanza el frente de la superficie libre, la cual está sin deformaciones y que denotan un llenado más laminar que turbulento. Por otra parte, se identifica que el diseño de la desaladora requiere modificaciones en cuanto a la altura de la salida, considerando que una salida localizada en la parte más alta del desalador permitiría un total desalojo de gas. Dentro de la desaladora queda atrapado gas y este no tiene forma de ser totalmente evacuado.

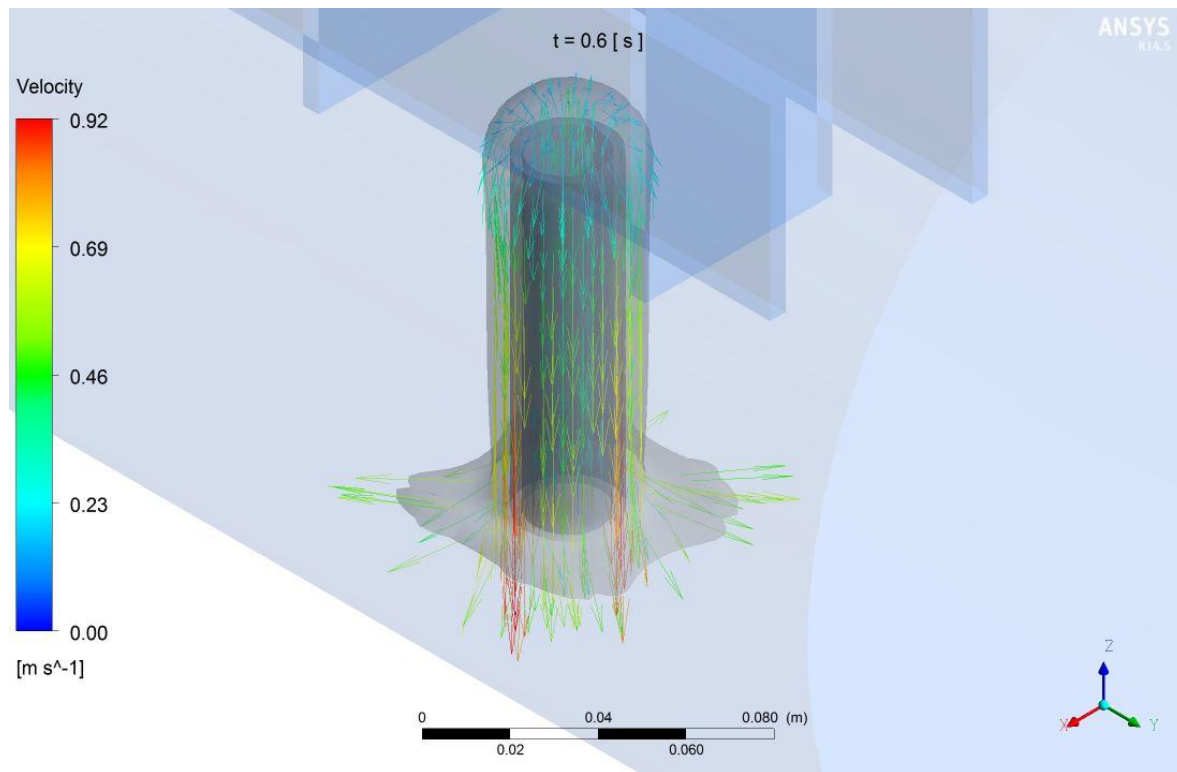


Figura 9 [Vectores de velocidad $t = 0.6$ scerca del tubo de entrada]

En la Figura 9 se pueden observar vectores de velocidad de la emulsión en el instante $t = 0.6s$ donde se registra la velocidad máxima para toda la simulación de $v_{Max} = 0.92 \frac{m}{s}$, casi 3 veces la velocidad de entrada del fluido. En este caso la modificación de diseño que se propone sería un tubo de entrada más corto para evitar que la emulsión se acelere con la fuerza de gravedad.

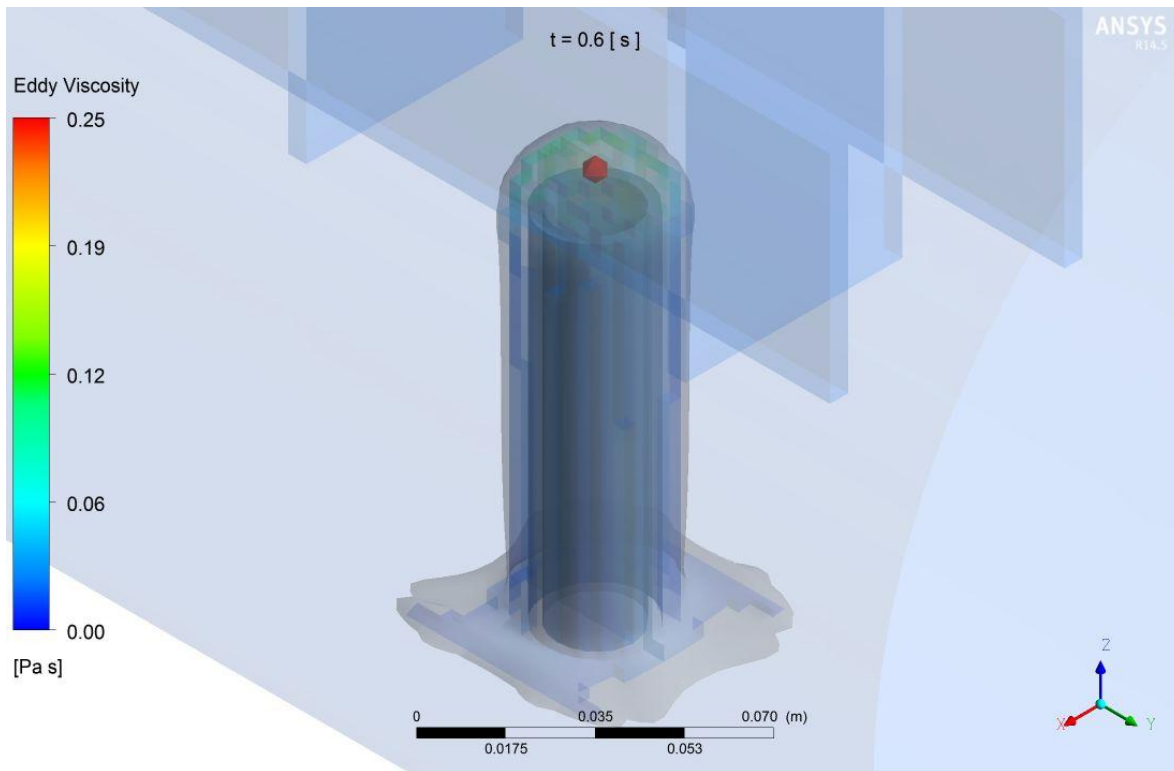


Figura 10 [Viscosidad turbulenta en el tubo de entrada at = 0.6 s, en rojo valor máximo]

En la Figura 10 se puede observar la turbulencia del flujo de la emulsión durante el llenado. Se puede observar que es en la boca del tubo de entrada es donde se observa la mayor cantidad de turbulencia (representada por el punto rojo) a lo largo de la simulación, sobre todo antes que el nivel del fluido supere la altura del tubo de entrada. Nuevamente, acortando el tamaño del tubo de entrada se puede minimizar la turbulencia, propiciando un llenado más terso.

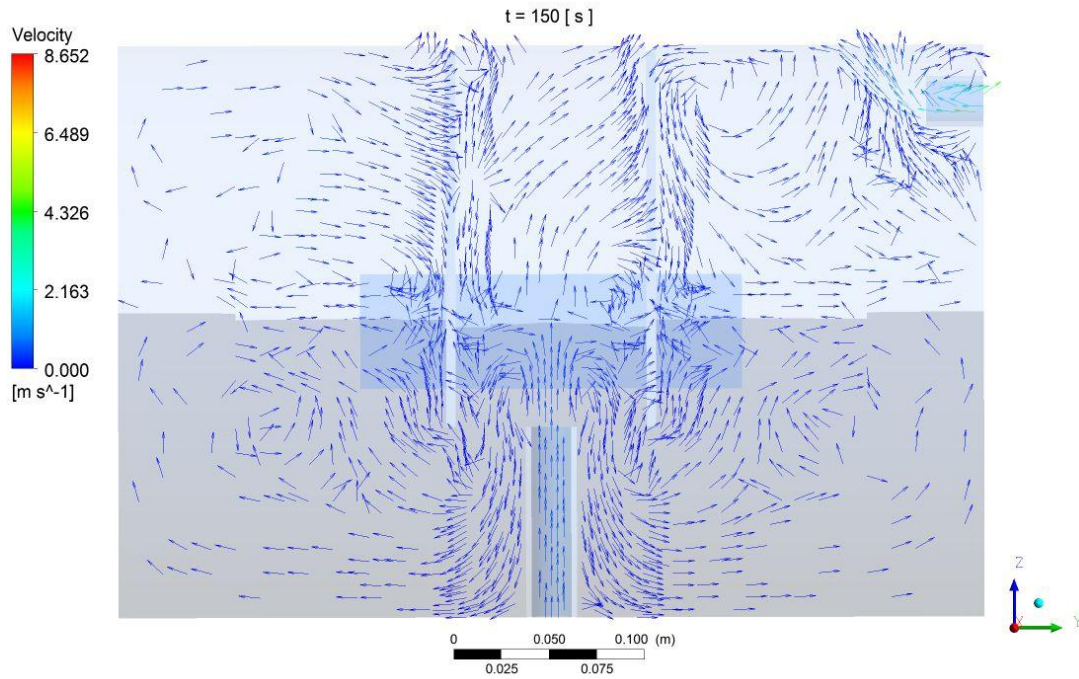


Figura 11 [Patrones de flujo de la emulsión en el plano de simetría durante el llenado a un tiempo de $t = 150$ s]

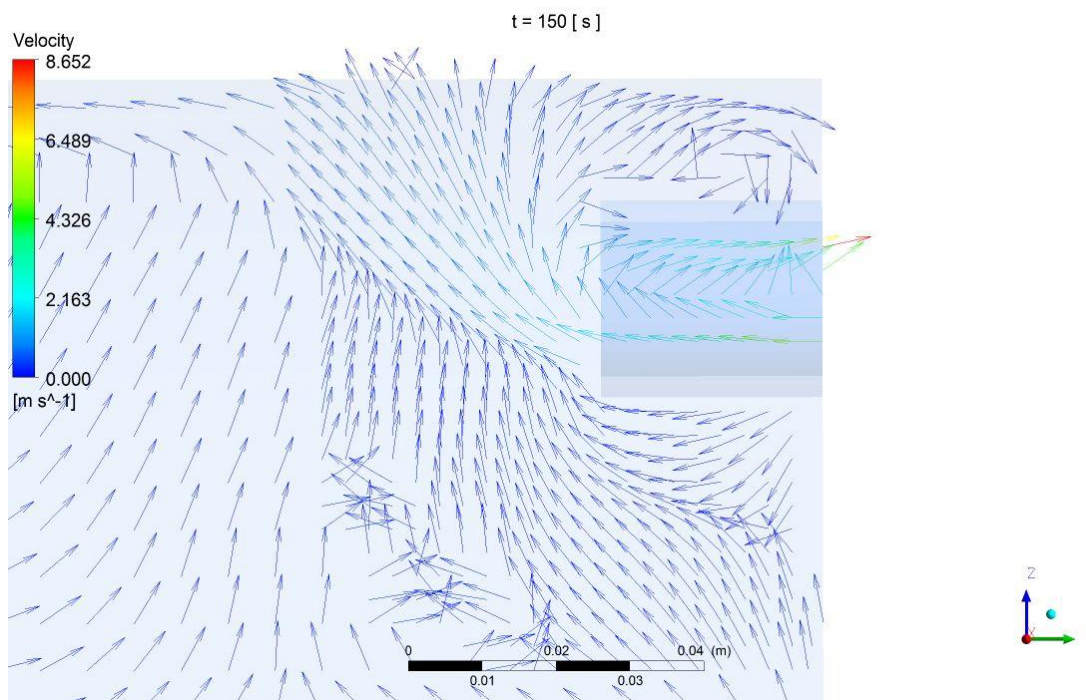


Figura 12 [Patrones de flujo de la emulsión, en el tubo de salida a $t = 150$ s]

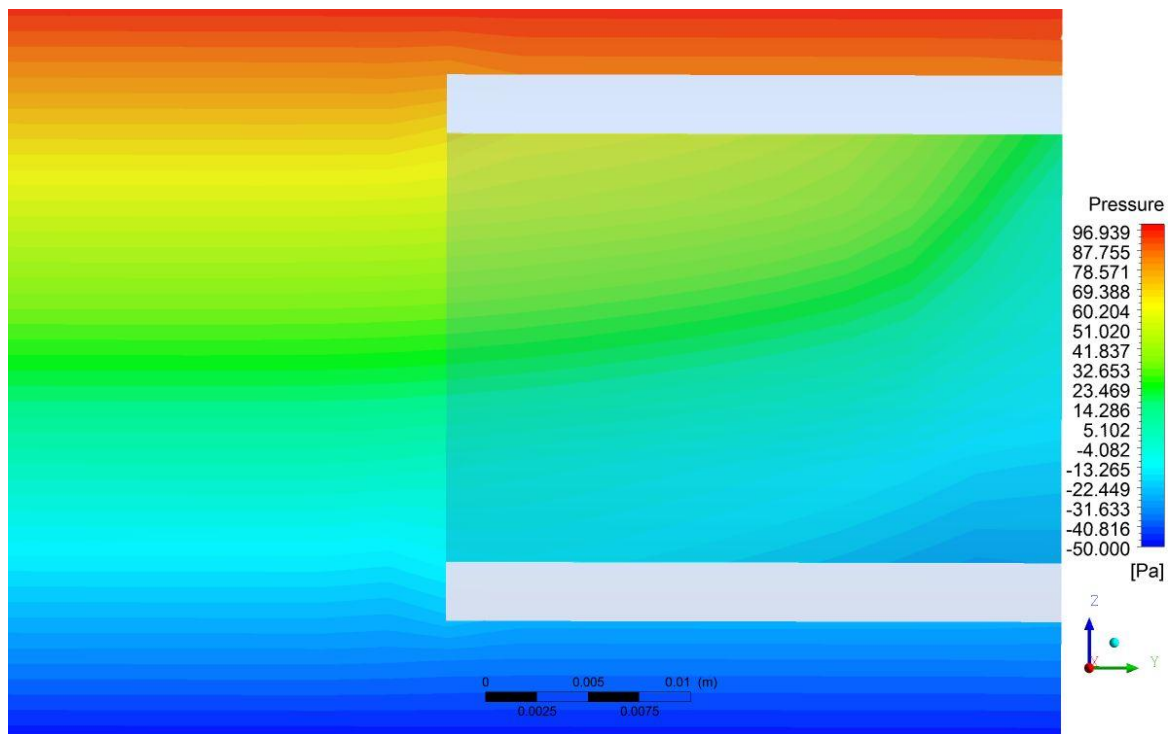


Figura 13 [Contorno de presión en el tubo de salida at $t = 150 s$]

En las Figuras 11 y 12 se pueden observar los patrones de flujo en todo el sistema en el plano de simetría a un tiempo de 150 segundos. La emulsión entra verticalmente por el tubo central y cae por gravedad y luego sube por las paredes laterales hasta llegar a la superficie libre donde se aprecian patrones caóticos de velocidad. En la Figura 12 se presenta un acercamiento de la Figura 11 en la salida de argón, la cual presenta un flujo que entra del exterior “backflow”, donde los vectores van en dirección contraria a la salida del gas. Esto se presenta por una inestabilidad en el campo de presiones en la salida (ver Figura 13). Como mejora del diseño del tubo de salida se propone colocarlo en la parte superior y sin tener parte del tubo dentro del contenedor cilíndrico.



3.2. Etapa de desestabilización de la emulsión de agua en crudo

En la etapa de separación se buscó evaluar el efecto de la densidad, viscosidad del crudo, tensión superficial y tamaño de gota de la fase dispersa (agua), porcentaje de agua y campo eléctrico aplicado en el sistema. Para esto se partió de un caso con las siguientes características:

- Densidad $\rho = 892 \frac{kg}{m^3}$ (crudo Mediano en la escala API)
- Viscosidad $\mu = 0.041 \frac{kg}{s \cdot m}$
- Tensión superficial $\sigma = 0.004 \frac{N}{m}$
- Campo eléctrico $E = 1000 V$
- Porcentaje de agua = 7 %
- Distribución de tamaño de gota con diámetro medio $\phi = 0.1 mm$, valor máximo $\phi_{Max} = 1 mm$ y mínimo $\phi_{min} = 0.01 mm$

Para detener la simulación se trazó una superficie, Figuras 14, que coincidiera con el porcentaje de agua y así poder observar el comportamiento de la fase dispersa.

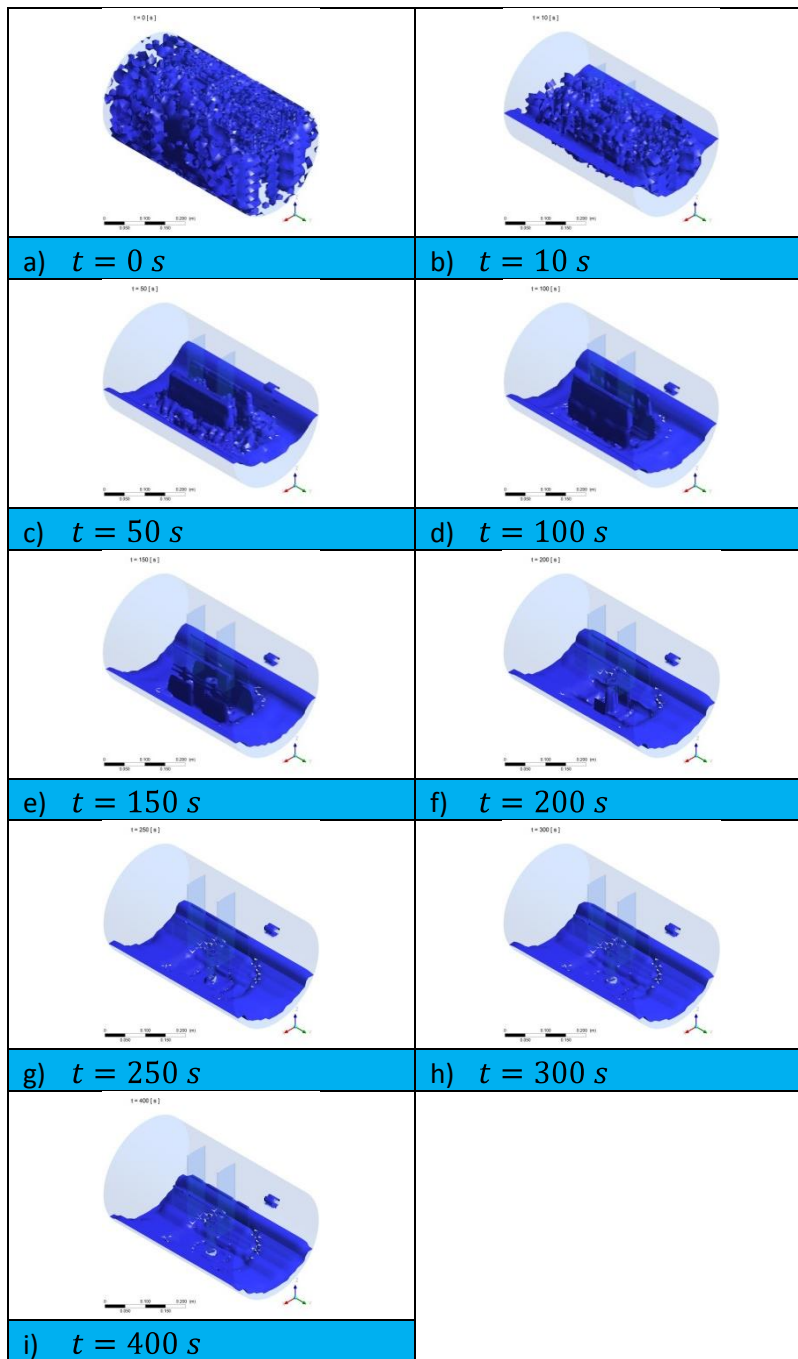


Figura 14 [Cinética de separación con % agua de 7% a los tiempos de: a) $t = 0 \text{ s}$, b) $t = 10 \text{ s}$, c) $t = 50 \text{ s}$, d) $t = 100 \text{ s}$, e) $t = 150 \text{ s}$, f) $t = 200 \text{ s}$, g) $t = 250 \text{ s}$, h) $t = 300 \text{ s}$ y i) $t = 400 \text{ s}$]

Se pudo observar como la fase acuosa se encuentra dispersa en todo el sistema y lentamente floclula coalesce y sedimenta en el fondo de la desaladora. Se puede observar que cerca de los electrodos le resulta más difícil a la emulsión separarse,



probablemente por la condición de no deslizamiento establecida en las paredes. La superficie desciende lentamente hasta detenerse alrededor de los 200 s (Figura 14 f). Al revisar tiempos mayores se puede observar que no hay modificación aparente del sistema, pero la fase acuosa queda adherida a las paredes del contenedor, y se esperaría que lentamente deslizara hasta alcanzar una interfase completamente plana.

En la Figura 15 se muestra un contorno de colores para observar la fracción de agua en el plano de simetría a los 200 s, así como 3 líneas donde se extrajeron datos para graficar la fracción de agua contra la distancia en dirección z de la desaladora.

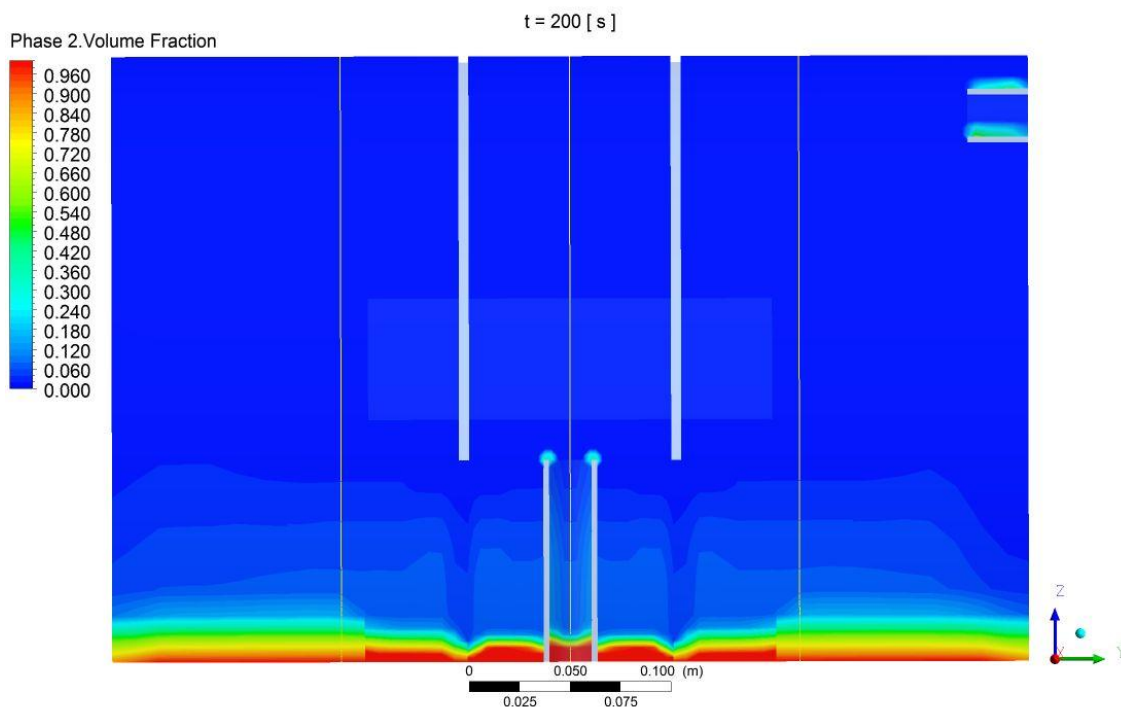


Figura 15 [Contorno de colores % de Humedad, rojo mayor contenido de agua y azul crudo sin humedad. En amarillo líneas para graficar la humedad vs distancia en z]

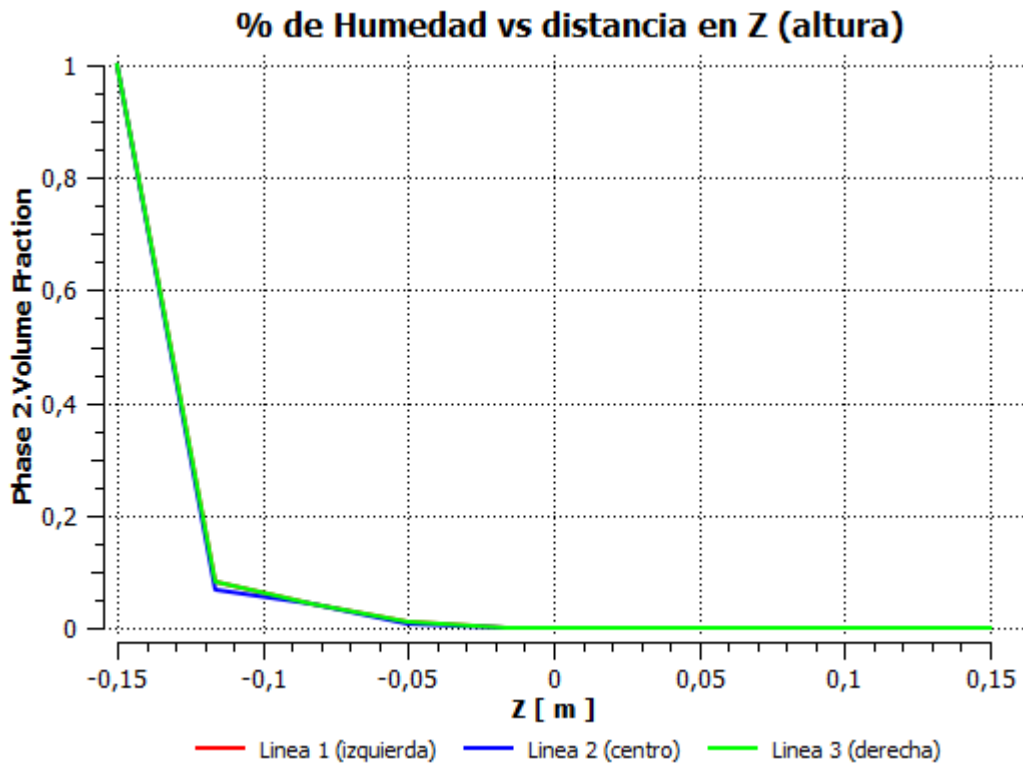


Figura 16 [Fracción de agua a lo largo de la dirección vertical de la desaladora a lo largo de las 3 líneas mostradas en la Figura 15]

En la Figura 16 se realizó la gráfica de la fracción de agua contra distancia en z de la desaladora para las tres líneas verticales mostradas en la Figura 15. La distancia $z = 0 \text{ m}$ es la mitad de la altura de la desaladora y se puede observar que desde $z = -0,02 \text{ m}$ comienza a aumentar el contenido de agua hasta alcanzar el valor inicial de la emulsión con 7% de humedad en una posición de $-0,12 \text{ m}$. Con esto se puede ver que el crudo aún tiene un gran contenido de agua con lo que la separación aún no ha concluido a los 200 s. Se procedió a utilizar otro método para determinar el fin de la separación.

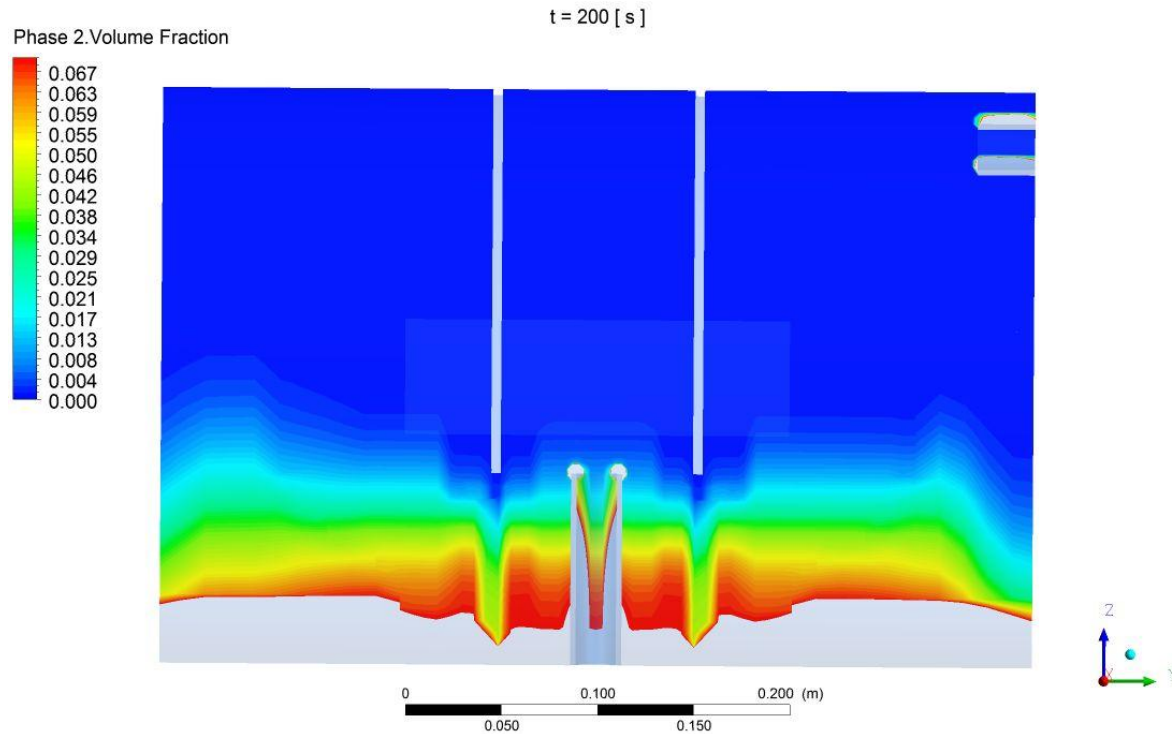
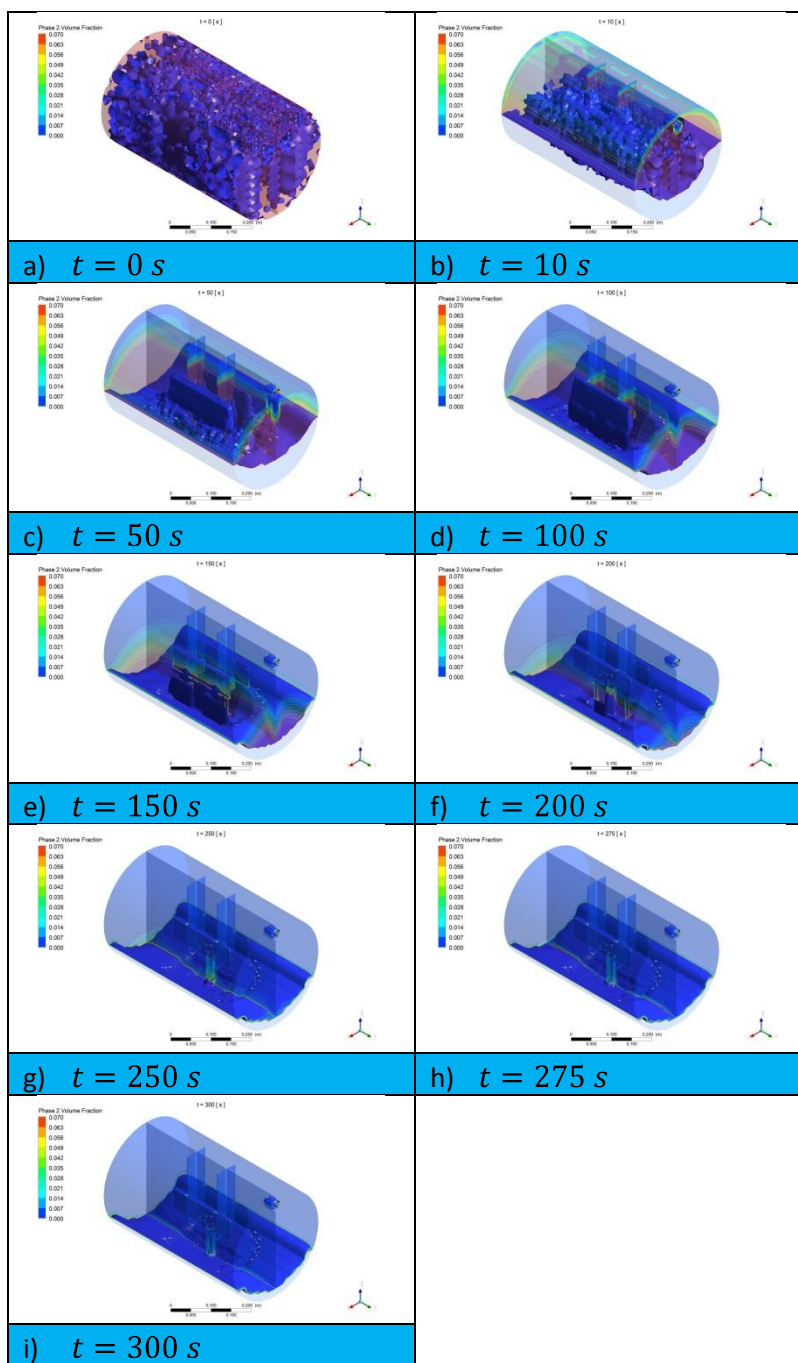


Figura 17 [Contorno de colores % de Humedad en el crudo, rojo mayor contenido de agua y azul crudo sin humedad]

En la Figura 17 se utilizó un contorno que grafica la fracción de agua en el crudo acotando la escala, ya que en vez de presentar el rango completo de fracciones de agua de 0 a 1, solo se grafica la fracción de agua desde 0 a 0.07 (7% de agua). Se puede observar que a los 200 s la mayor parte del agua se ha sedimentado (zona gris) pero aún permanece una gran cantidad de agua en el crudo. Observando el contorno de colores en el crudo de 0 % a 7% de humedad se puede evaluar más convenientemente el final de la separación, es decir, cuando la mayor parte del crudo se encuentre en color azul se puede afirmar que está prácticamente sin contenido de agua.



Figuras 18 [Isosuperficie con % humedad = 7% en el petróleo desalado. a) $t = 0 s$, b) $t = 10 s$, c) $t = 50 s$, d) $t = 100 s$, e) $t = 150 s$, f) $t = 200 s$, g) $t = 250 s$, h) $t = 275 s$ y i) $t = 300 s$]



En las Figuras 18 se puede observar la secuencia a distintos tiempos de la separación donde en $t = 275 s$ se observa que el crudo ya se encuentra prácticamente desalado con un porcentaje de agua 10 veces menor al inicial (0.7%).

Mediante este método se logró determinar el tiempo de separación analizando el efecto de modificar algunas variables del proceso. A continuación se describirá el efecto que tienen las más importantes variables de proceso en la cinética de separación. En cada caso se varió un parámetro a la vez y el resto permanece constante con los niveles señalados en la sección 5.4.

3.3. Efecto del tamaño de gota de agua en la separación de la emulsión de agua en crudo

Se evaluaron diferentes tamaños de gota de agua inicial de 10 micras, 0.1 mm y 1 mm, obteniendo los siguientes resultados de la Tabla 2.

Tamaño de gota	Tiempo de separación
0.1 mm	275 s = 4 min 35 s
0.5 mm	17 s
1 mm	7 s

Tabla 2 [Tiempo de separación en función del tamaño inicial de la gota de agua]

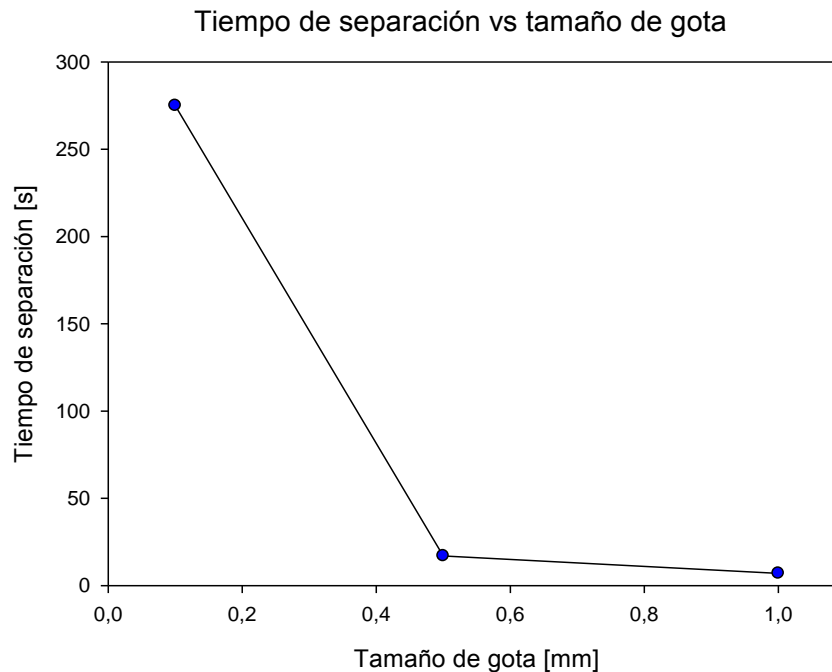


Figura 19 [Tiempo de separación en función del tamaño inicial de la gota de agua]

De acuerdo a los resultados en la Tabla 2 y de la Figura 19, el tamaño de gota afecta de forma crítica el tiempo de separación, incluso se puede afirmar que es la variable con mayor efecto. Se puede observar una tendencia clara, a mayor tamaño de gota menor el tiempo de separación.

Esto se debe a que las gotas con mayor tamaño dentro de la emulsión se separan más fácilmente por gravedad, ya que presentan un mínimo de área superficial por unidad de volumen con lo que se minimiza el arrastre por el crudo y se incrementa el efecto de la gravedad que acelera la sedimentación de las gotas.

Es decir, la velocidad de sedimentación proveniente de la Ley de Stokes (ver ecuación [4]) es directamente proporcional al radio, lo que provoca que las gotas de mayor tamaño sedimenten más rápido en la emulsión.

3.4. Efecto del campo eléctrico en la separación de la emulsión de agua en crudo

Se evaluaron diferentes campos aplicados de 1, 1.5, 2 y 3 kV, obteniendo los siguientes resultados en la Tabla 3.



Campo eléctrico	Tiempo de separación
1 kV	275 s = 4 min 35 s
1.5 kV	272 s = 4 min 33 s
2 kV	271 s = 4 min 31 s
3 kV	270 s = 4 min 30 s

Tabla 3 [Tiempo de separación en función del campo eléctrico aplicado]

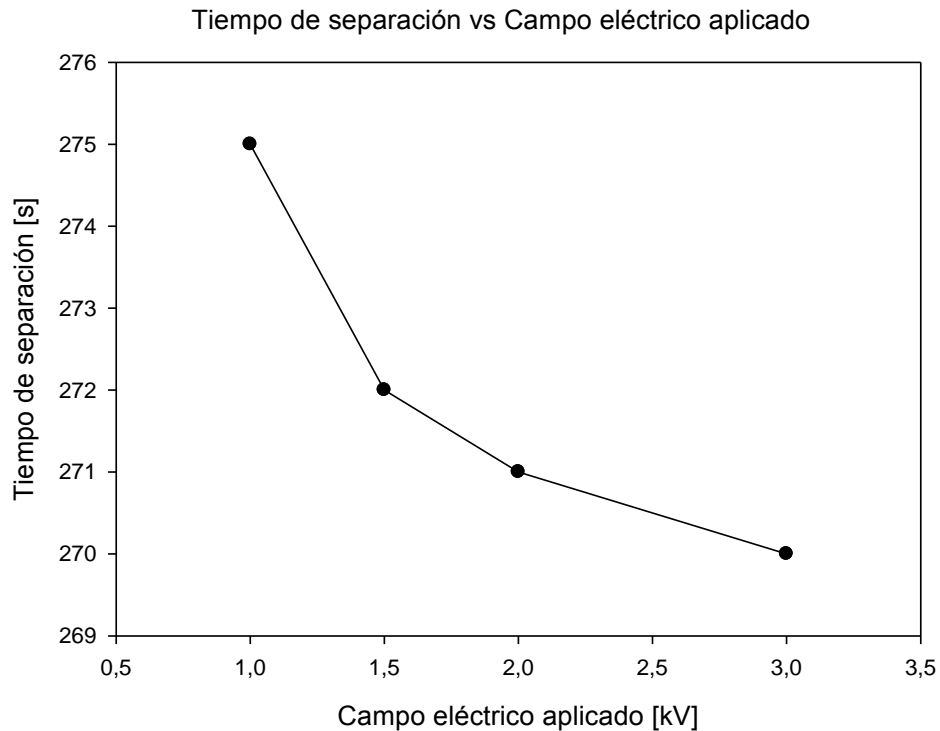


Figura 20 [Tiempo de separación en función del campo eléctrico aplicado]

De acuerdo a los resultados en la Tabla 3 y de la Figura 20, el campo eléctrico no modifica de forma crítica el tiempo de separación, se puede notar que la escala de tiempo de separación tiene valores muy similares.

Sin embargo, y a pesar de la mínima diferencia encontrada, se puede distinguir una tendencia clara, a mayor campo eléctrico disminuye el tiempo de separación el cual tiene una tendencia asintótica al aumentar el campo demasiado no se logra disminuir el tiempo de separación significativamente.

Cabe recordar que en nuestras simulaciones no se aplican campos AC acotados al espacio entre los electrodos, sino que se usa una expresión para determinar la



frecuencia entre colisiones en todo el desalador, ya que el software no cuenta con la capacidad de simular campos electrostáticos. Por eso, estos resultados en cuanto al efecto del campo eléctrico se deben tomar como tendencias generales sin representar situaciones concluyentes.

3.5. Efecto de la tensión superficial agua-aceite en la separación de la emulsión de agua en crudo

Se evaluaron diferentes valores de tensión superficial agua – aceite de 0.002, 0.004 y 0.008 N/m, obteniendo los siguientes resultados, presentados en la Tabla 4.

Campo eléctrico	Tiempo de separación
$0.002 \frac{N}{m}$	275 s = 4 min 35 s
$0.004 \frac{N}{m}$	275 s = 4 min 35 s
$0.008 \frac{N}{m}$	275 s = 4 min 35 s

Tabla 4 [Tiempo de separación en función de la tensión superficial agua-aceite]

De acuerdo a los resultados en la Tabla 4, al variar la tensión superficial a la mitad y al doble no se modifica el tiempo de separación. Se esperaba que la emulsión fuese menos estable al aumentar la tensión superficial disminuyendo con esto el tiempo de separación. Este aspecto debe ser estudiado mucho más profundamente, ya que las estrategias en curso para mejorar el desalado de crudo se basan en diseñar moléculas que modifiquen la tensión superficial agua-crudo. Por lo que los resultados de estas simulaciones deben ser contrastados con experimentación exhaustiva tanto en la desaladora piloto, como en pruebas denominadas de “botella”.

3.6. Efecto de la viscosidad del crudo en la separación de la emulsión de agua en crudo

Se evaluaron diferentes valores de viscosidad del crudo de 0.0396, 0.044 y 0.0484 kg/ms obteniendo los siguientes resultados que se ven en la Tabla 5.



Campo eléctrico	Tiempo de separación
$0.0396 \frac{kg}{sm}$	250 s = 4 min 10 s
$0.0440 \frac{kg}{sm}$	275 s = 4 min 35 s
$0.0484 \frac{kg}{sm}$	330 s = 5 min 30 s

Tabla 5 [Tiempo de separación en función de la viscosidad del crudo]

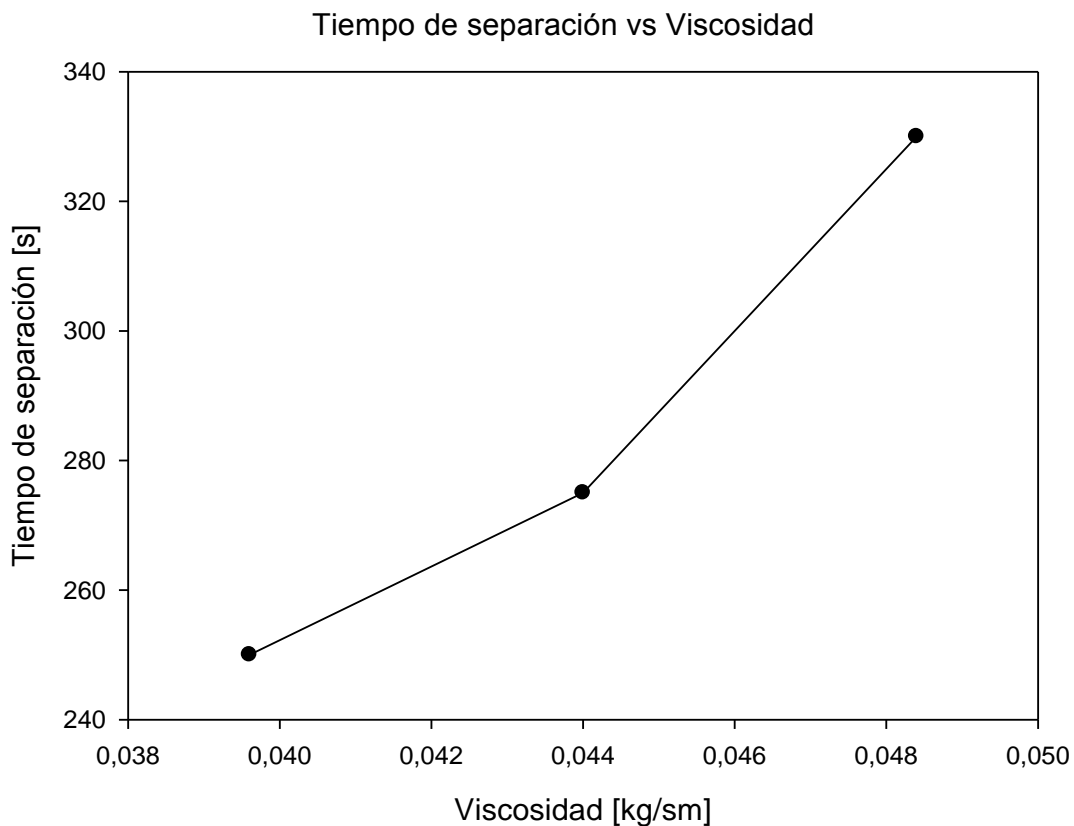


Figura 21 [Tiempo de separación en función de la viscosidad]

Se puede observar en la Tabla 5 y de la Figura 21 una tendencia clara: a mayor viscosidad del crudo el tiempo de separación aumenta. Esto se puede explicar de igual forma con la ley de Stokes (ver ecuación [4]), donde la velocidad de sedimentación es inversamente proporcional a la viscosidad. Esta velocidad depende de la fuerza que requieren las gotas para desplazarse a través del crudo, mientras más viscoso le resulta más difícil a las gotas de agua moverse dentro del fluido para sedimentarse.



3.7. Efecto de la densidad del crudo en la separación de la emulsión de agua en crudo

Se evaluaron diferentes valores de densidad del crudo de 713.6, 892 y 1070.4 kg/m^3 , obteniendo los siguientes resultados presentados en la Tabla 6.

Campo eléctrico	Tiempo de separación
$713.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	106 s = 4 min 10 s
$892 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	275 s = 4 min 35 s
$1070.4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	400 s = 5 min 30 s

Tabla 6 [Tiempo de separación en función de la densidad del crudo]

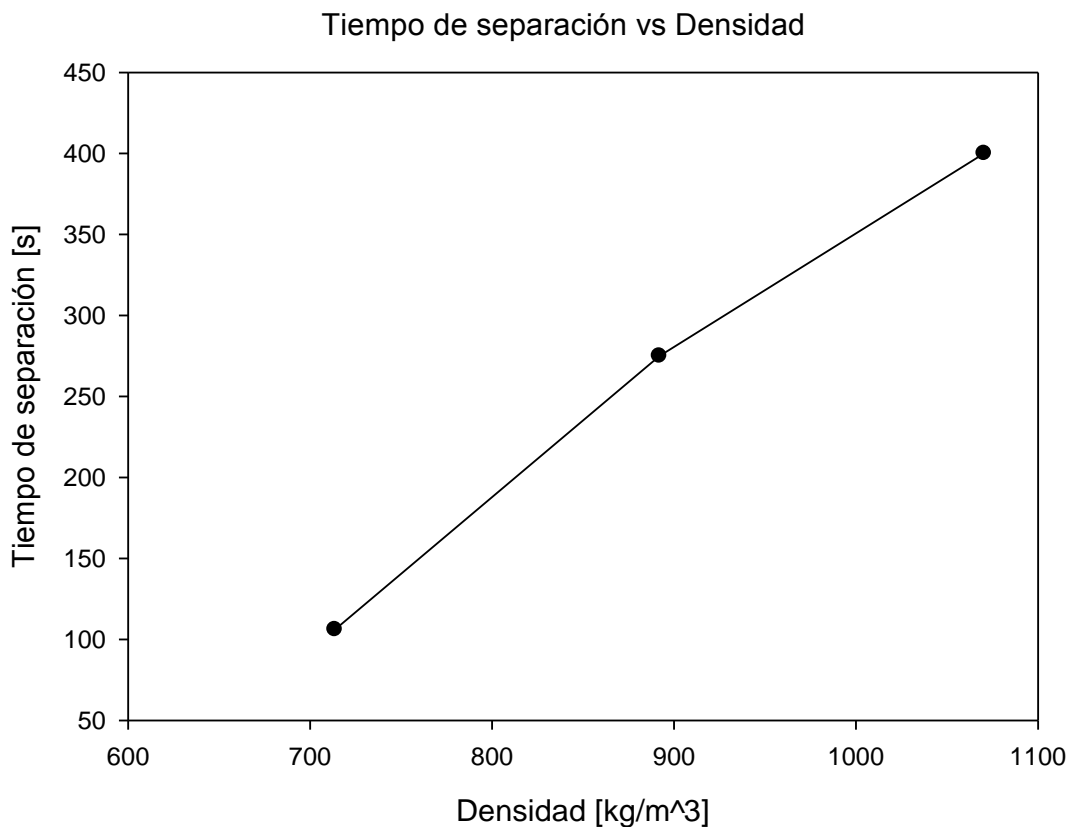


Figura 22 [Tiempo de separación en función de la densidad del crudo]

Se puede observar en la Tabla 6 y de la Figura 22, una tendencia clara: a mayor densidad en el crudo el tiempo de separación aumenta. Este resultado concuerda no solo con la ley de Stokes (ya que disminuye la diferencia de densidades entre el crudo y el agua), sino además con los resultados reportados en la



literatura. {5,8} Mientras más pesado es el crudo se tiene una densidad similar a la del agua, por lo que resulta más difícil que se sedimente la fase más pesada. Este efecto de la densidad en el tratamiento del crudo es muy conocido por lo que existen escalas como la API para clasificarlo.

3.8. Efecto del porcentaje de agua en la emulsión en la separación de agua del crudo

Se evaluaron diferentes valores de porcentaje de agua en la emulsión, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 7.

Campo eléctrico	Tiempo de separación
5 % de humedad	275 s = 4 min 35 s
7 % de humedad	275 s = 4 min 35 s
10 % de humedad	275 s = 4 min 35 s

Tabla 7 [Tiempo de separación en función del porcentaje de agua]

Se puede observar en la Tabla 7 que el porcentaje de humedad no afectó el tiempo de separación. Esto resultó ser un resultado no esperado, ya que se esperaba que al aumentar el porcentaje de humedad hubiese más gotas suspendidas en el sistema, separadas una distancia más corta, con lo que sería más fácil que estas se encontraran y ocurriera la separación en un tiempo menor. Es probable que debido a la geometría del sistema y a lo reducido del volumen de la desaladora, no sea posible relacionar el porcentaje de humedad con el tiempo de separación. Habría que analizar de otra forma el proceso para poder determinar si el porcentaje de agua mejora o acelera la separación.



3.9. Velocidades durante la etapa de separación

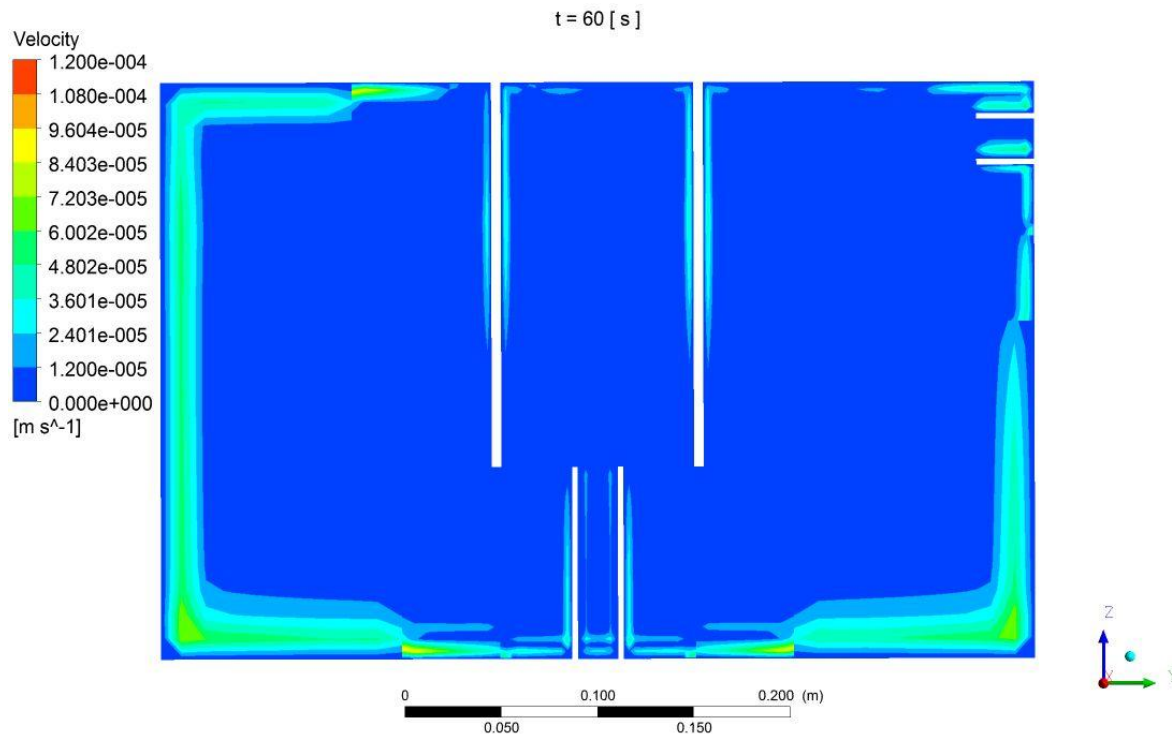


Figura 23 [Contorno de velocidad t = 60s]

Se puede observar de la Figura 23 que el sistema está prácticamente en reposo, es decir, con velocidades menores $1.2 \times 10^{-5} \frac{m}{s}$. Con esto se puede observar porque algunas variables no tuvieron diferencias en el tiempo de separación. Ya que hay que considerar que prácticamente no hay movimiento de las gotas para promover la coalescencia si no solo el movimiento por efecto de la gravedad. Este fluido estancado no se presenta en la desaladora industrial que opera en un proceso continuo con mucho movimiento de los fluidos en su interior.

3.10. Mejoras en el diseño de la desaladora piloto

A lo largo de todas las simulaciones se puede ver que se acumula agua sobre el tubo de entrada, salida y los electrodos. (Véase Figura 24).

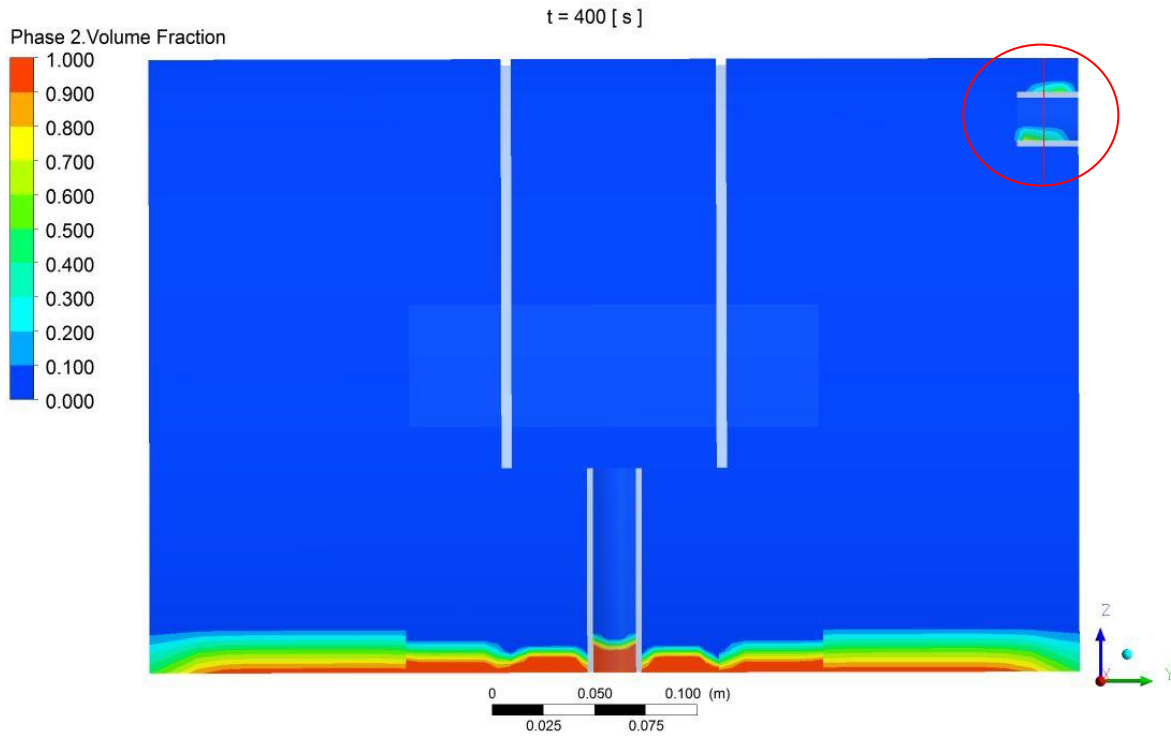


Figura 24 [Contorno de fracción de agua en el tubo de salida]

Al analizar los contornos de fracción de agua en el plano de simetría se pudo observar que se acumulaba agua en el tubo de salida. Con lo que se procedió a trazar una línea (Véase Figura 25) y graficar la fracción de volumen.

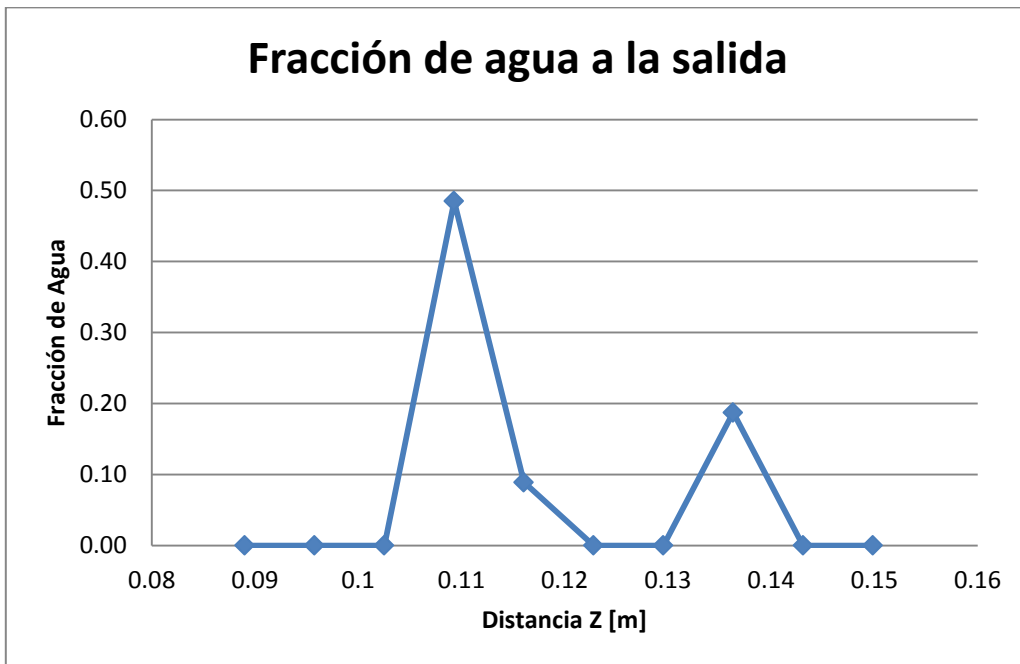


Figura 25 [Gráfica de fracción de agua en el tubo de salida]

De acuerdo con la gráfica realizada de fracción de agua en la salida se puede observar que hay zonas donde se alcanza hasta 0.5 en contenido de agua con lo que se puede asegurar que se tiene agua que sedimentó en el tubo y no logra llegar al fondo de la desaladora.



4. Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos en la etapa de llenado se puede observar que la hidrodinámica del desalador resulta de naturaleza poco turbulenta, mostrando una superficie casi plana a lo largo del llenado. Por otra parte se observó que se tiene un flujo más turbulento en los primeros segundos y como mejora posible se propone la reducción del tamaño del tubo de entrada.

Por otra parte en la etapa de separación se pudo observar la influencia del tamaño de gota, campo eléctrico, viscosidad y densidad en el tiempo de separación. Variables de las cuales se pudo observar una tendencia clara donde se aceleró la separación del agua de mayor a menor significancia de cada variable: al aumentar el tamaño de gota, al disminuir la densidad del crudo, al disminuir la viscosidad del crudo y al aumentar el campo eléctrico. Por otra parte la tensión superficial y la fracción de agua inicial no mostraron efecto. Seguramente no se observó el efecto de estas por tener el fluido casi en reposo. Como trabajo futuro, valdría la pena realizar más experimentos para determinar las condiciones óptimas de operación mediante un diseño de experimentos.

Al observar la hidrodinámica del desalador piloto durante la etapa de separación se puede observar que está prácticamente en reposo, esto podría ser un impedimento para inferir resultados en la una desaladora industrial, ya que estas generalmente son sistemas continuos donde el fluido no está en reposo. Como posible mejora se podría agregar algún dispositivo de agitación dentro de la desaladora piloto para poder simular la hidrodinámica de un desalador industrial y poder observar correctamente la influencia de todas las variables en un sistema con mayor similitud.

Por último, se observó el problema de tener agua sedimentada en el tubo de salida, esto debe considerarse en caso de realizar pruebas físicas en el desalador piloto sobre todo al tomar muestras para medir la calidad del desalado.



5. Bibliografía

1. SENER. Recuperado el Enero de 2014, de SENER:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_crudo_2010_2025.pdf
(10 de Enero de 2014).
2. API. Recuperado el Enero de 2014, de API:
<http://mycommittees.api.org/standards/copm/Shared%20Documents/Miscellaneous/API%20Gravity.pdf>. (8 de Enero de 2014).
3. IMP. IMP. Recuperado el Enero de 2014, de
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>. (5 de Septiembre de 2011).
4. Varadaraj, R., Savage, D. W., & H.Brons, C. Patente nº 6,168,702. USA. (2001).
5. Khairan, A. A. Modeling and Optimization of Desalting Process in Oil Industry, Master of Applied Science Thesis. Ontario Canadá: University of Waterloo. (2009).
6. Abdel-Aal, H. K., Aggour, M., & Fahim, M. A. Petroleum and Gas Field Processing. New York: Marcel Dekker. USA (2003).
7. Samsuri, A., Rahman, W. A., & Rani, S. I. Study on Demulsifier Formulation For Treating Malaysian Crude Oil Emulsion. (2006).
8. Sams, G. W., & Zaouk, M. Emulsion Resolution in Electrostatic Processes. Energy & Fuels. (2000).
9. Delint, S. Coalescencia de Gotas en una Emulsión de Crudo: Una Solución Numérica.(Tesis de licenciatura) México DF: Facultad de Química UNAM. (2013).
10. Launder, B. E., & Spalding, D. B. Mathematical Models of Turbulence. London. Academic Press (1972).