



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**DESHIDRATACIÓN DE CRUDO MAYA UTILIZANDO ULTRASONIDO**

**Tesis**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**  
**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA**

**José Antonio Abad Cepeda**



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE:**           **Profesor: Francisco Javier Garfias Vásquez**

**VOCAL:**                   **Profesor: María Guadalupe Lemus Barajas**

**SECRETARIO:**       **Profesor: Simón López Ramírez**

**1er. SUPLENTE:**       **Profesor: Alberto Rosas Aburto**

**2° SUPLENTE:**         **Profesor: Arturo Antonio García Figueroa**

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:**

**EDIFICIO F, PLANTA BAJA, LABORATORIO 101**

**FACULTAD DE QUÍMICA**

**ASESOR DEL TEMA:**

**Francisco Javier Garfias Vásquez**

**SUSTENTANTE:**

**José Antonio Abad Cepeda**

## Índice

<b>Capítulo 1: El Petróleo y su Importancia a Nivel Nacional</b> .....	1
1.1 Origen y características del petróleo .....	1
1.2 El petróleo en México .....	5
1.3.- Proceso de refinación del petróleo.....	10
<b>Capítulo 2: Deshidratación del Petróleo</b> .....	14
2.1.- Sistemas coloidales.....	14
2.2.- Tensión superficial e interfacial.....	15
2.3.- Desestabilización de emulsiones .....	16
2.3.2 Floculación .....	17
2.3.3 Cremado y Sedimentación.....	17
2.3.4 Coalescencia y Rompimiento.....	17
2.4.- Métodos para lograr la desestabilización de las emulsiones .....	18
2.4.1.- Centrifugación .....	18
2.4.2.- Método térmico.....	19
2.4.3.- Método mecánico .....	19
2.4.4.- Método eléctrico .....	19
2.4.5.- Método por tratamiento químico .....	20
2.5.- Tensoactivos .....	21
2.5.1.- Iónico.....	21
2.5.1.1.- Aniónicos .....	21
2.5.1.2.- Catiónicos .....	22
2.5.2.- No Iónico .....	22

2.5.3.- Anfotéricos.....	22
2.5.4.- Propiedades de los tensoactivos.....	23
2.6.- Método ultrasónico.....	24
2.6.1.- Definición de una onda y sus elementos.....	24
2.6.2.- Clasificación de las ondas.....	26
2.6.2.1.- En función del medio en el que se propagan .....	26
2.6.2.2.- En función de su dirección .....	27
2.6.2.3.- En función del movimiento de sus partículas .....	27
2.6.2.4.- En función de su periodicidad .....	27
2.6.3.- Fenómenos de una onda .....	28
2.6.3.1.- Reflexión.....	28
2.6.3.2.- Refracción .....	28
2.6.3.3.- Difracción.....	29
2.6.3.4.- Interferencia de las ondas .....	29
2.6.3.4.1.- Constructiva .....	29
2.6.3.4.2.- Destructiva .....	29
2.7.- Separación por ultrasonido .....	30
2.7.1.- Principio físico .....	32
<b>Capítulo 3: Metodología y Experimentación .....</b>	<b>35</b>
3.1.- Objetivos .....	35
3.1.1.- Objetivo general .....	35
3.1.2.- Objetivo particular .....	35
3.2.- Equipo y crudo utilizado.....	35
3.3. Metodología .....	37

3.4.- Resultados experimentales .....	43
<b>Capítulo 4.- Análisis de Resultados</b> .....	<b>68</b>
<b>Capítulo 5.- Conclusiones y Perspectivas</b> .....	<b>74</b>
5.1.- Conclusiones .....	74
5.2.- Perspectivas.....	74
<b>Lista de Ilustraciones</b> .....	<b>76</b>
<b>Lista de Tablas</b> .....	<b>78</b>
<b>Lista de Ecuaciones</b> .....	<b>79</b>
<b>Lista de Gráficas</b> .....	<b>80</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>81</b>

## **Capítulo 1: El Petróleo y su Importancia a Nivel Nacional**

### **1.1 Origen y características del petróleo**

“Petróleo” del latín *petroleum*, derivado a su vez de *petra* “piedra” y *óleum* “aceite”, líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos y del que se obtienen productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, el queroseno o el gasóleo [1].

El petróleo, y en general los hidrocarburos, proceden de la materia orgánica depositada y acumulada durante el proceso de sedimentación a través de una serie de transformaciones que se producen en el subsuelo. Estas transformaciones están controladas principalmente por el aumento de la temperatura que se produce con el incremento de la profundidad. Este proceso no rebasa los 250°C. De manera general, estas transformaciones consisten en la pérdida de O y N en forma de H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub> y el enriquecimiento relativo de H y C. El proceso empieza con bacterias anaerobias, pero conforme aumenta la profundidad, las bacterias desaparecen y el proceso es controlado por el aumento de la temperatura, en forma de una destilación natural de la materia orgánica. En este proceso existen tres etapas que dependen de la temperatura: diagénesis, catagénesis y metagénesis.

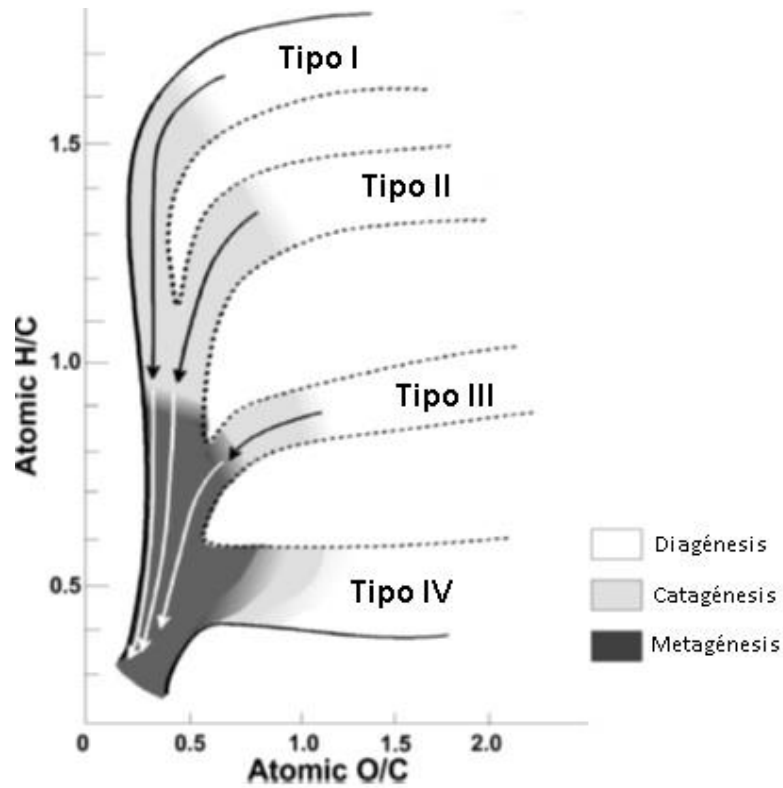
La diagénesis abarca la sedimentación de la materia orgánica a temperatura ambiente hasta los 65°C. En la sedimentación se dan las primeras transformaciones que consisten en la eliminación de los productos solubles (glúcidos y próticos) y de N y O (en forma de NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>), y en la concentración de los productos insolubles. El residuo orgánico que se concentra con los productos insolubles se denomina “Kerógeno” y está constituido por una mezcla compleja de moléculas

orgánicas de gran número de carbono, además de grandes cantidades de metano ( $\text{CH}_4$ ). En esta etapa únicamente se produce el metano y al alcanzar la temperatura de  $65^\circ\text{C}$ , en ese momento empieza la destilación del Kerógeno.

La catagénesis se da desde los  $65^\circ\text{C}$  hasta los  $150^\circ\text{C}$ . En esta etapa ocurre la destilación del Kerógeno y la generación de hidrocarburos, el punto máximo se encuentra entre  $90^\circ$  y  $110^\circ\text{C}$ . Esta etapa consiste en la ruptura de las moléculas orgánicas para la formación de cadenas de hidrocarburos. Estas cadenas se seguirán rompiendo en otras más sencillas según el proceso de destilación al aumentar la temperatura, al final de esta etapa sólo quedan hidrocarburos gaseosos. Los diferentes tipos de hidrocarburos que se generan dependen de la composición del Kerógeno, y por lo tanto del tipo de materia orgánica original. Para analizar la materia orgánica, lo más sencillo es representar la composición del Kerógeno en función de sus contenidos de H y C. Se utiliza un diagrama de Van Krevelen para esto, existen 4 tipos diferentes de agrupaciones de análisis, denominados I, II, III y IV. El tipo I es el más rico en hidrógeno y es el que genera la mayor cantidad de petróleo, mientras que el tipo IV es el más pobre en hidrógeno y está más cerca de generar carbón que hidrocarburos, los tipos II y III son intermedios. Se considera que los tipos I y II generan petróleo, el tipo III genera petróleo y gas, y el tipo IV únicamente produce gas. En la ilustración 1.1 se puede ver un diagrama de Van Krevelen.

La metagénesis es a partir de los  $150^\circ\text{C}$  y hasta los  $200^\circ\text{C}$ , en esta etapa se da la destrucción de los hidrocarburos al continuar su destilación. El kerógeno produce cantidades menores de gas y los hidrocarburos existentes se rompen en cadenas más cortas, y en última instancia se convierte toda la fracción orgánica en grafito [2].





*Ilustración 1.1.- Diagrama de Van Krevelen [3]*

A pesar de que el petróleo puede tener diferentes fuentes, la composición elemental está comprendida en un intervalo, el cual se muestra en la tabla 1.1 [4].

Tabla 1.1.- Composición elemental del petróleo

<b>Elemento</b>	<b>% en peso</b>
Carbono	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0-0.30
Nitrógeno	0-0.6

Lo más común para clasificar los diferentes tipos de petróleo es a través de la densidad del mismo, ya sea la densidad normal o la densidad en °API, en la tabla 1.2 se muestra la clasificación.

Tabla 1.2.- Clasificación del petróleo de acuerdo a sus densidades

<b>Petróleo</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad (°API)</b>
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39.0
Superligero	< 0.83	> 39.0

Mientras más ligero sea el crudo, su refinación será más sencilla, por lo que los productos que se obtienen del proceso tienen un mayor valor.

La densidad API, por sus siglas en inglés *American Institute of Petroleum*, es una comparación de la densidad del petróleo utilizando como referencia el agua, a una temperatura de 60°F (15.5 °C), a través de un cálculo. La ecuación 1.1 se utiliza para calcular la densidad API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad (1.1)$$

Conversión de gravedad específica a densidad API

Donde "GE" es la gravedad específica del petróleo, medida en g/cm<sup>3</sup>.

Como se puede ver, una densidad API menor a 10 significa que el petróleo tiene una mayor densidad que el agua, por lo que el petróleo se hunde al mezclarse con agua, mientras que una densidad API mayor a 10 significa que es menos densa que el agua, por lo cual flotaría al mezclarse con agua [5].

También se pueden clasificar los tipos de crudo de acuerdo a su contenido de azufre, la clasificación se muestra en la tabla 1.3 [4].

Tabla 1.3.- Contenido de azufre en el crudo

<b>Clasificación por contenido de azufre en el petróleo</b>	<b>Contenido (% peso)</b>
Alto	>1
Medio	0.5-1.0
Bajo	<0.5

## **1.2 El petróleo en México**

En México se tienen tres tipos de petróleo diferentes:

- Maya: se clasifica como pesado y representa casi la mitad de la producción petrolera del país.
- Istmo: es ligero y representa casi un tercio de la producción.
- Olmeca: es superligero y representa la quinta parte de la producción.

El petróleo que existe en México es en su mayoría pesado, esto significa que tiene una gran cantidad de hidrocarburos difíciles de procesar, disminuyendo la calidad del mismo.

En la tabla 1.4 se ven las diferentes propiedades de cada crudo [6].

Tabla 1.4.- Propiedades de los diferentes crudos mexicanos

<b>Propiedades</b>	<b>Olmecca</b>	<b>Istmo</b>	<b>Maya</b>
Peso específico a 20°C	0.8261	0.8535	0.9199
Densidad API	39.16	33.74	21.85
Viscosidad SSU			
15.6°C	43.3	65.6	2156.0
21.1°C	40.3	57.8	1054.0
25.0°C	39.0	54.5	696.0
Azufre total (% peso)	0.81	1.45	3.70
Aceites (% peso)	89.2	89.2	72.0
Parafinas (% peso)	13.4	8.1	3.6
Aceite desparafinado (% peso)	75.8	81.1	68.4
Resinas (% peso)	10.8	7.8	12.7

En la tabla 1.5 se muestra una comparación del crudo Maya pesado contra el petróleo pesado estándar [6].

Tabla 1.5.- Comparación de crudo mexicano y uno estándar

<b>Propiedades</b>	<b>Maya pesado</b>	<b>Petróleo pesado estándar</b>
Carbón (% peso)	84.7	86.68
Hidrógeno (% peso)	10.4	11.3
Nitrógeno (% peso)	0.4	0.35
Sulfuros (% peso)	<b>3.8</b>	<b>1.0</b>
Densidad API	11.5	14.7

Por las características de los tres diferentes tipos de crudo, el crudo olmeca es el que tiene las mejores propiedades para la refinación y creación de productos, seguido por el istmo y al final el Maya. Esto se puede comprobar con los diferentes precios de exportación de los crudos, a continuación, se muestran en la tabla 1.6 estos datos con el precio en dólares por barril.

Tabla 1.6.- Precio promedio de exportación de petróleo crudo en dólares por barril [7]

<b>Año</b>	<b>Istmo</b>	<b>Maya</b>	<b>Olmeca</b>
2014	93.39	83.75	93.54
2015	49.28	41.12	51.46
2016	37.72	35.3	39.71
2017	50.75	46.48	51.79
2018	64.54	61.41	00.00

Con esto se puede observar que el crudo Olmeca es el que mejor se puede vender, pero es a la vez el que se tiene en menor cantidad, y esto se observa en el año 2018 donde no hubo ventas de este crudo. Mientras que el crudo Maya es el de menor calidad, pero el más abundante, por lo que se vende en mayor cantidad, representando la gran mayoría de las ventas de petróleo del país. En la tabla 1.7 se muestran las cantidades que se vendieron de cada crudo en miles de barriles.

Tabla 1.7.- Exportación de petróleo crudo en miles de barriles diarios [8]

<b>Año</b>	<b>Istmo</b>	<b>Maya</b>	<b>Olmecca</b>	<b>Total</b>
2014	134	917	91	1,142
2015	194	854	124	1,172
2016	153	934	108	1,194
2017	86	1,069	19	1,174
2018	31	1,153	0	1,184

Haciendo un promedio de las exportaciones desde el año 2014, el 83.96% de las exportaciones es de crudo Maya, el 10.2% es de crudo Istmo y el 5.84% es de crudo Olmecca.

Al 2006 las ventas de PEMEX equivalen al 10% del PIB, y con los empleos directos e indirectos que ofrece PEMEX, contribuye con el 37% de ingresos del sector público del país. Al 2012, México estaba dentro de los 20 países con las mayores reservas probadas de petróleo y dentro de los 10 principales productores de petróleo. En las tablas 1.8 y 1.9 se muestran estos datos con los demás países.

Tabla 1.8.- Reservas probadas al cierre del 2012 [9]

<b>Lugar</b>	<b>País</b>	<b>Miles de millones de barriles</b>
1	Venezuela	297.6
2	Arabia Saudita	265.9
3	Canadá	173.9
4	Irán	157.0
5	Iraq	150.0
6	Kuwait	101.5
7	Emiratos Árabes Unidos	97.8
8	Federación Rusa	87.2
9	Libia	48.0
10	Nigeria	37.2
11	EUA	35.0
12	Kazajistán	30.0
13	Qatar	23.9
14	China	17.3
15	Brasil	15.3
16	Angola	12.7
17	Argelia	12.2
<b>18</b>	<b>México</b>	<b>11.4</b>
19	Ecuador	8.2
20	Noruega	7.5

Tabla 1.9.- Principales productores de petróleo en miles de barriles diarios [9]

<b>Posición</b>	<b>País</b>	<b>2012</b>
1	Arabia Saudita	11,530
2	Federación Rusa	10,643
3	Estados Unidos	8,905
4	China	4,155
5	Canadá	3,741
6	Irán	3,680
7	Emiratos Árabes Unidos	3,380
8	Kuwait	3,127
9	Iraq	3,115
<b>10</b>	<b>México</b>	<b>2,913</b>
11	Venezuela	2,725
12	Nigeria	2,417
13	Brasil	2,149
14	Noruega	1,916
15	Kazakstán	1,728

### **1.3.- Proceso de refinación del petróleo**

Como se había mencionado anteriormente, el petróleo es una mezcla de hidrocarburos, desde gas natural hasta el asfalto, pero esta mezcla no se puede utilizar. Es por esto que se somete a un proceso de refinación. La refinación es el conjunto de procesos que se aplican al petróleo con la finalidad de separar sus componentes útiles.

Las fracciones que se separan del petróleo se pueden clasificar según sus temperaturas de destilación, en la tabla 1.10 se presenta esta clasificación [10].



Tabla 1.10.- Fracciones del petróleo crudo

<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Fracción</b>
< 32.2	Butanos y más ligeros
32.2 - 104.4	Gasolinas
104.4 - 157.2	Naftas
157.2 - 232.2	Kerosenos
232.2 - 343.3	Gasóleos ligeros
343.3 - 426.7	Gasóleos pesados
>426.7	Residuos

La destilación primaria es la fase inicial en el proceso de refinación, las fracciones que se obtienen se mandan a procesos adicionales para dar origen a los productos que se comercializan en el mercado. En la ilustración 1.2 se muestra el proceso de refinación.

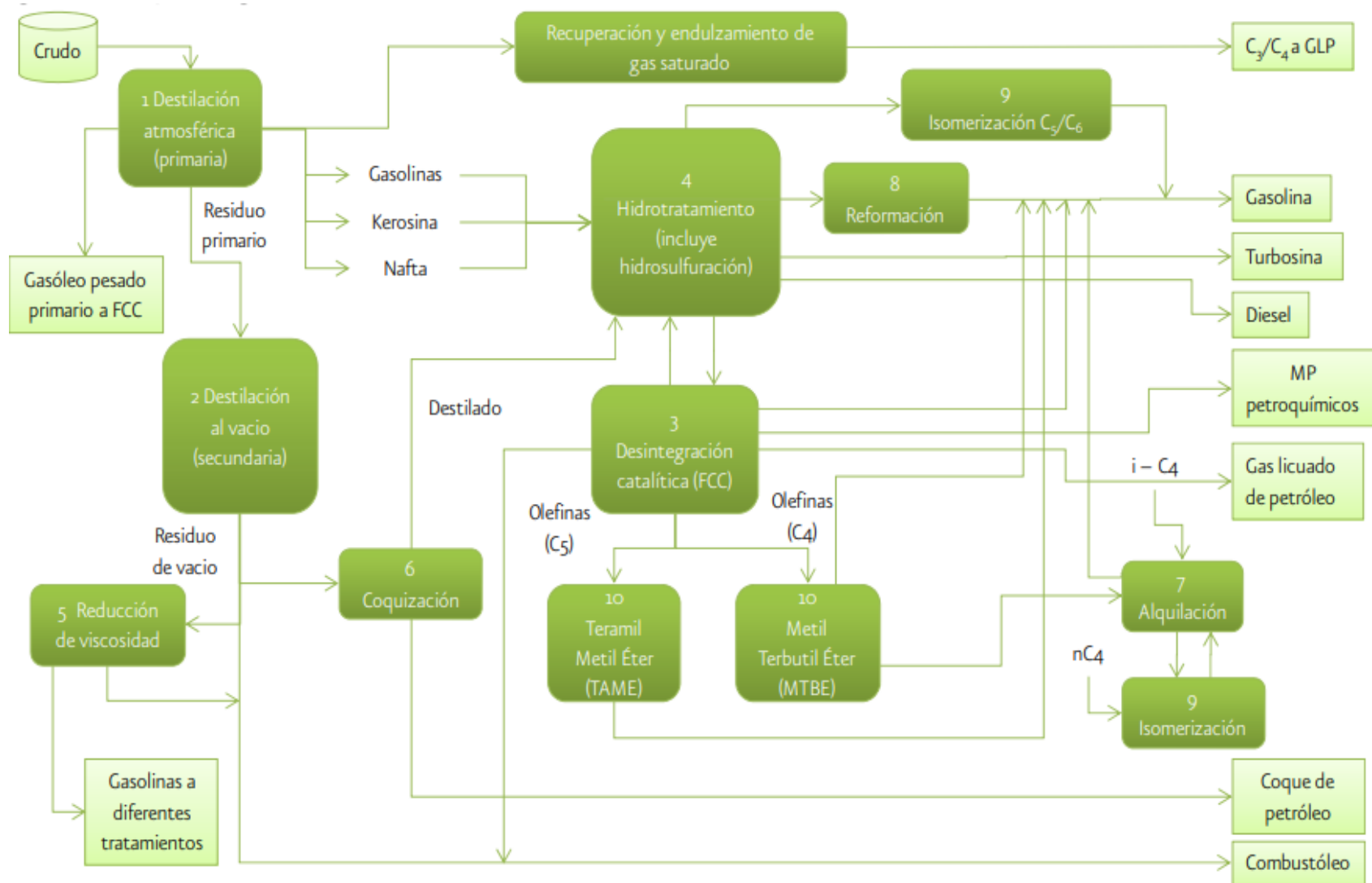


Ilustración 1.2.- Esquema general de refinación [11]

Los productos finales son muy variados, pueden ser combustibles, disolventes, lubricantes y asfaltos entre otros. Es por esta gran variedad que el petróleo es un recurso tan importante.

Además del proceso de refinación, el petróleo tiene que pasar por un pretratamiento, ya que además de ser una mezcla de hidrocarburos, también contiene agua y sólidos suspendidos. Una parte de los sólidos y agua contenida se puede separar por sedimentación en tanques de almacenamiento, pero el agua emulsionada se tiene que separar de otra manera. El agua en forma de emulsión contiene sales disueltas en la misma, principalmente cloruro de sodio (NaCl), cloruro de magnesio ( $MgCl_2$ ) y cloruro de calcio ( $CaCl_2$ ).

El agua y sal contenida pueden afectar negativamente al proceso de refinación, ya que pueden causar varios daños, principalmente corrosión, abrasión, taponamiento y envenenamiento en los catalizadores.

Por estas razones el crudo tiene que pasar por un proceso de deshidratación y desalado antes de entrar a la refinación. Generalmente en el proceso de deshidratación también se lleva a cabo el de desalado ya que las sales están disueltas en el agua. Para que el petróleo pueda entrar al proceso de refinación debe de contener menos de 1% de agua en volumen.

## Capítulo 2: Deshidratación del Petróleo

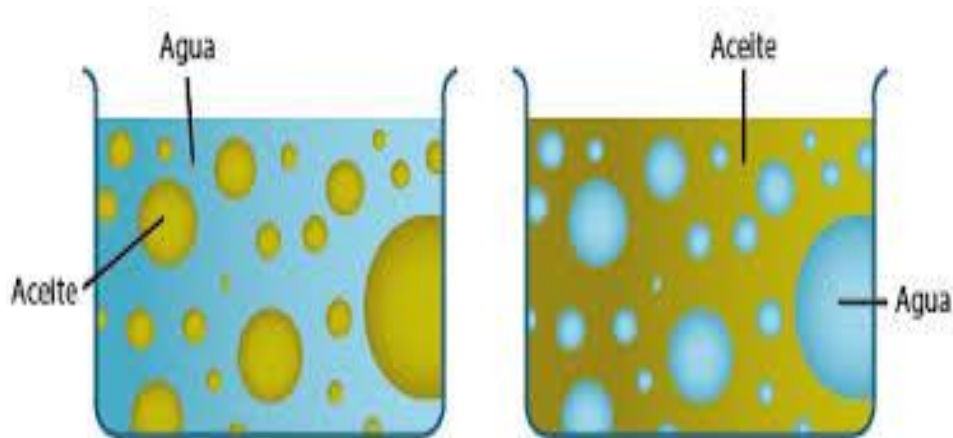
### 2.1.- Sistemas coloidales

Un sistema coloidal es aquel donde partículas de tamaño coloidal de cualquier naturaleza (sólido, líquido o gas) se encuentran dispersas en una fase continua de diferente composición [12]. Esto significa que hay una fase suspendida dentro de otra fase, a la fase suspendida se le llama fase dispersa, mientras que la otra fase se le llama fase continua. Para que ocurra esto las diferentes fases no pueden ser solubles entre sí, si fueran solubles no existiría una separación de las fases. Existen diferentes tipos de sistemas coloidales dependiendo de las fases del mismo sistema, en la tabla 2.1 se muestran los diferentes sistemas coloidales que existen [13].

Tabla 2.1.- Diferentes sistemas coloidales

		Fase continua		
		Gas	Líquido	Sólido
Fase dispersa	Gas	x	Espuma	Espuma sólida
	Líquido	Aerosol	Emulsión	Lodo
	Sólido	Humo	Suspensión	Aleación

Al ser un sistema de agua e hidrocarburos líquidos, la mezcla que se utilizó es una emulsión, dependiendo de la forma de la emulsión puede tratarse de una emulsión agua en aceite, donde el aceite es la fase continua y el agua es la fase dispersa, o una emulsión aceite en agua, donde la fase continua es el agua y el aceite es la fase dispersa, en la ilustración 2.1 se muestra un ejemplo de ambos casos. El petróleo utilizado es una emulsión de agua en aceite.



*Ilustración 2.1.- Emulsión aceite en agua y agua en aceite respectivamente [14]*

Las emulsiones son estabilizadas por sustancias llamados agentes emulsificantes. Algunos son: asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sedimentos, arcillas, etc. Todas las gotas de agua son cubiertas por una película de agente emulsificante y quedan aisladas tanto física como eléctricamente. La estabilidad de la emulsión depende de la naturaleza de la película [15].

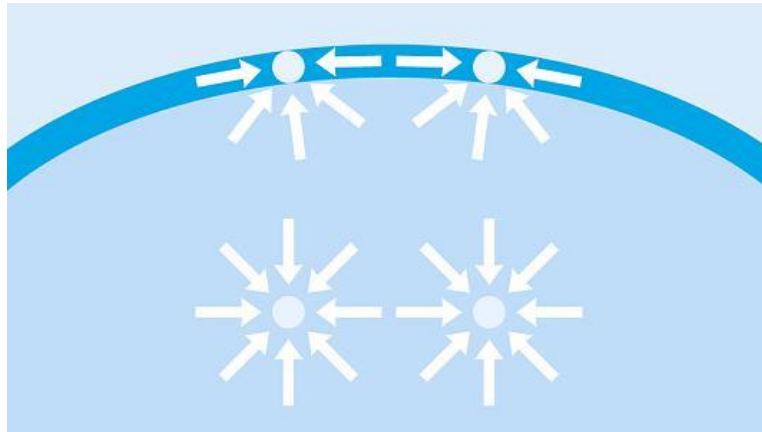
Lo que se busca es la desestabilización de esta emulsión para lograr la separación del agua, lo cual se hace modificando las propiedades de la emulsión, principalmente su tensión superficial e interfacial.

## **2.2.- Tensión superficial e interfacial**

La tensión superficial se define como el trabajo que se debe realizar para llevar moléculas desde el interior del líquido hasta la superficie, aumentando el área superficial del líquido [16]. Ya que este proceso requiere energía para llevarse a cabo, los líquidos libres tienden a tomar una forma esférica, ya que esto implica la menor área superficial posible con relación al volumen contenido y el menor gasto de energía.

La tensión superficial es lo que hace la diferencia entre los gases y los líquidos, en el seno de un líquido las moléculas se atraen entre sí, estas

fuerzas de atracción se encuentran en equilibrio. En la superficie del líquido las fuerzas no están en equilibrio, ya que no hay moléculas del líquido en la parte superior. Por estas fuerzas la superficie del líquido tiende a contraerse. En la ilustración 2.2 se muestra este efecto.



*Ilustración 2.2.- Tensión superficial*

Cuando se estudian dos fases diferentes se le da el nombre de tensión interfacial. Al entrar en contacto dos líquidos no miscibles, las fuerzas de atracción entre ambos líquidos no están balanceadas, por lo que se desarrolla una tensión interfacial.

### **2.3.- Desestabilización de emulsiones**

Hay tres formas de desestabilizar una emulsión:

1. Floculación
2. Cremado y Sedimentación
3. Rompimiento

A continuación se da una breve explicación de cada uno y se muestra un ejemplo en la ilustración 2.4.

### 2.3.1 Floculación

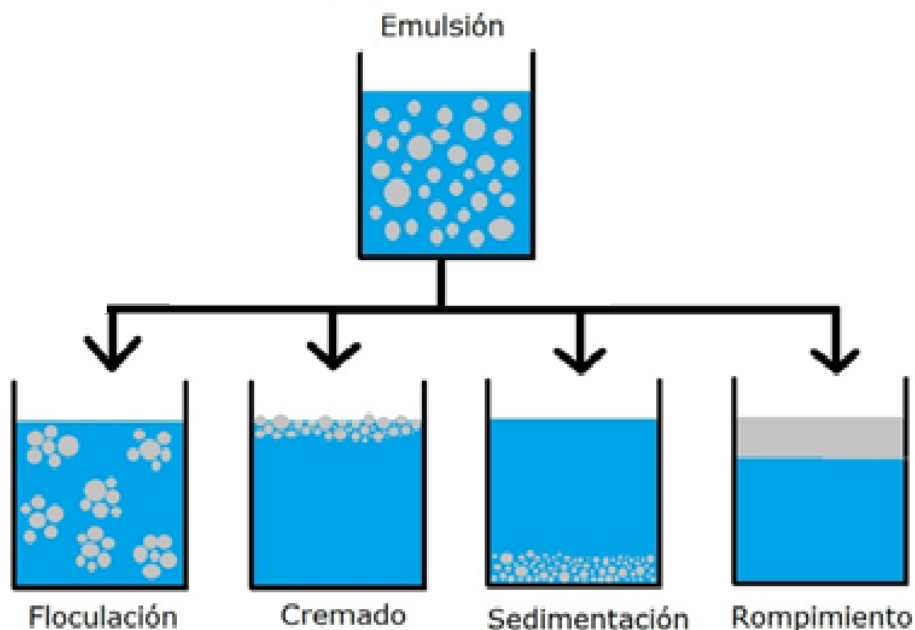
En este fenómeno las gotas se juntan pero permanecen separadas por la película interfacial. Esto puede ocurrir al agregar un polímero a la emulsión, donde las cadenas del polímero mantienen unidas a las gotas.

### 2.3.2 Cremado y Sedimentación

Por la diferencia en densidades entre las fases, las gotas se separan. En el cremado las gotas ascienden ya que tienen una densidad menor, mientras que en la sedimentación las gotas tienen la mayor densidad por lo cual descienden. En este proceso las gotas se mantienen separadas entre sí.

### 2.3.3 Coalescencia y Rompimiento

La coalescencia es el proceso por el cual las gotas emulsionadas se unen al entrar en contacto. Al hacer esto ocurre el rompimiento y las dos fases se separan completamente [17].



*Ilustración 2.3.- Desestabilización de una emulsión*

## 2.4.- Métodos para lograr la desestabilización de las emulsiones

Como se mencionó, existen cuatro maneras en la que una emulsión se desestabiliza, pero para lograr esta desestabilización se pueden utilizar varios métodos físicos y/o químicos. A continuación, se presentan algunos de ellos.

### 2.4.1.- Centrifugación

Se lleva a cabo la separación por la diferencia que existe entre las densidades de las dos fases presentes en la emulsión. Requiere de un tanque eliminador de agua o FWKO (Free-Water Knockout) por sus siglas en inglés. Es necesario dejar la mezcla en reposo para que se dé la separación y este tiempo de reposo limita el volumen de la operación, el tiempo se puede calcular con la ecuación 2.1, la velocidad terminal de Stokes:

$$V = \frac{2gr^2(\rho_w - \rho_o)}{\mu_o} \quad (2.1)$$

*Velocidad de asentamiento de una gota*

Donde:

V= Velocidad de asentamiento de la gota

g= Aceleración de la gravedad

r= Radio de la partícula

$\rho_w$ = Densidad relativa del agua

$\rho_o$ = Densidad relativa del aceite

$\mu_o$ = Viscosidad del aceite

A partir de la velocidad obtenida y el tamaño del tanque separador se calcula el tiempo en el que se lleva a cabo la separación utilizando la ecuación 2.2.



$$t = \frac{d}{V} \quad (2.2)$$

*Tiempo de separación de las fases de una emulsión*

Donde:

t= Tiempo transcurrido para la separación

d= Tamaño del separador

V= Velocidad de asentamiento de la gota

#### **2.4.2.- Método térmico**

Este método se basa en la adición de calor a la emulsión, para cambiar las propiedades del aceite, esto hace que el movimiento de las gotas de agua sea más rápido, facilitando la sedimentación o cremado. A la vez el aumento de la temperatura genera una expansión de las gotas de agua, rompiendo la película que rodea a las gotas. También acentúa la diferencia de densidades de las dos fases. Un efecto negativo que puede tener este método es que al calentar la mezcla, los componentes más volátiles del crudo se pueden evaporar, generando pérdidas de hidrocarburos.

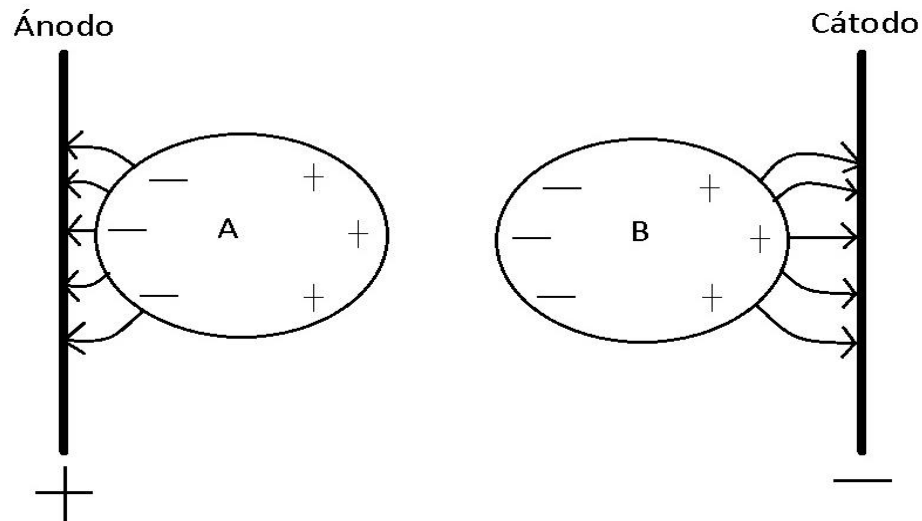
#### **2.4.3.- Método mecánico**

Como lo dice el nombre este método utiliza objetos mecánicos en el flujo de la emulsión, esto con el fin de incrementar las colisiones entre las gotas presentes en la emulsión, aumentando la coalescencia. Otro método es el uso de centrifugadoras.

#### **2.4.4.- Método eléctrico**

Este método es el más utilizado en las refinerías, ya que los métodos mencionados anteriormente son tardados. En este caso se aplica un campo eléctrico de corriente directa a la emulsión, para que las gotas de agua emulsionadas experimenten una orientación al campo eléctrico,

esto debido a las diferentes sales diluidas y ionizadas dentro de las gotas de agua. Este fenómeno se llama electroforesis, al moverse las gotas dentro del campo eléctrico, se da la colisión y unión de las mismas, para al final sedimentar por gravedad. En la ilustración 2.5 se demuestra cómo se lleva a cabo la separación [18].



*Ilustración 2.4.- Coalescencia eléctrica*

#### **2.4.5.- Método por tratamiento químico**

En este método se agrega un desemulsificante a la emulsión. Los desemulsificantes son tensoactivos que tienen la capacidad de desestabilizar las emulsiones promoviendo la floculación y la coalescencia.

Esto ocurre cuando el tensoactivo es absorbido, ya que las moléculas de tensoactivos crean nuevas interacciones con las moléculas de agua. La fuerza intermolecular resultante de esta interacción es menor que la fuerza que existe entre las moléculas de agua, reduciendo de esta manera la tensión interfacial.

Al tratarse únicamente de la adición de una sustancia química, es muy común utilizar desemulsificantes en los otros métodos para aumentar la

eficiencia y la velocidad del proceso. Por esto es importante conocer los diferentes tipos de desemulsificantes y sus características.

## **2.5.- Tensoactivos**

Como se mencionó los desemulsificantes son tensoactivos que promueven la coalescencia al crear nuevas interacciones entre las moléculas. También es deseable que pueda humectar los sólidos presentes en la emulsión para que sean incorporados al agua separada.

Los tensoactivos se caracterizan por tener un grupo polar (hidrofílico) y otro no polar (hidrofóbico) dentro de la misma molécula. La parte hidrofílica de la molécula tiene afinidad hacia el agua, mientras que la parte hidrofóbica siente una repulsión por la misma. En el caso de un aceite es contrario, la parte hidrofílica siente repulsión y la parte hidrofóbica es afín al aceite. Los tensoactivos se pueden clasificar basándose en el poder de disociación del tensoactivo en presencia de un electrolito y de sus propiedades fisicoquímicas. Según la carga iónica de la parte superficialmente activa de la molécula se pueden clasificar en: 1) Iónicos, 2) No Iónicos y 3) Anfotéricos. En la ilustración 2.6 se muestra un ejemplo de cada uno.

### **2.5.1.- Iónico**

Los tensoactivos iónicos tienen una fuerte afinidad hacia el agua, motivada por su atracción electrostática hacia dipolos del agua, puede arrastrar consigo a las soluciones de cadenas de hidrocarburos. Éstos a su vez se pueden clasificar en aniónicos y catiónicos.

#### **2.5.1.1.- Aniónicos**

Son aquellos que se ionizan en solución y el grupo hidrófobo queda cargado negativamente. Se caracterizan por la existencia en su molécula de cationes orgánicos e inorgánicos y una parte hidrofílica que contiene grupos aniónicos unido a la fracción orgánica. Están

constituidos por una cadena alquílica lineal de 10 a 14 átomos de carbono y en su extremo polar de la molécula se encuentra un anión.

### **2.5.1.2.- Catiónicos**

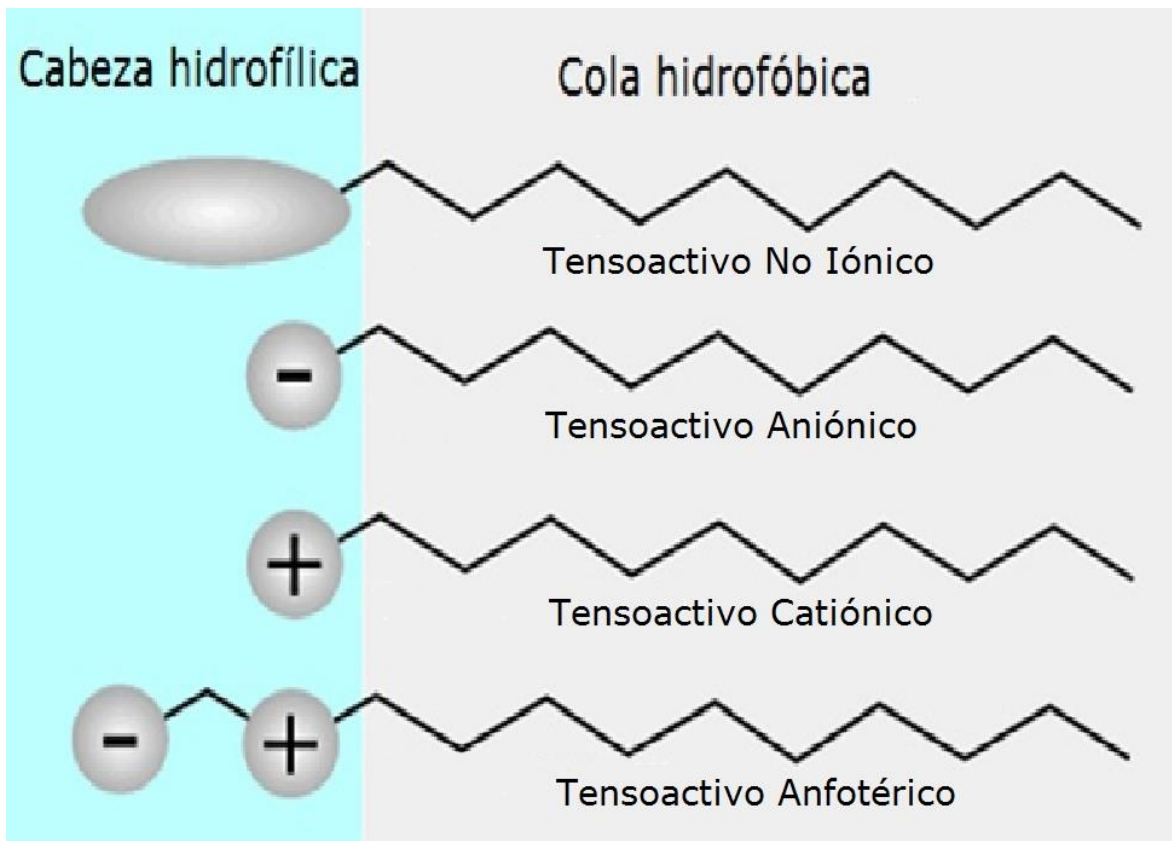
Este tipo de tensoactivo tiene una carga eléctrica neta positiva en su parte hidrófila. Están compuestos de por lo menos una cadena de 8 a 25 átomos de carbono, derivada de ácidos grasos o de un derivado petroquímico y un nitrógeno cargado positivamente. La mayoría están constituidos por una cadena larga de sales de amonio cuaternarias o sales alquilaminas.

### **2.5.2.- No Iónico**

El grupo hidrofóbico está formado por una cadena larga que tiene grupos débilmente solubilizantes. La repetición de estas unidades tiene el mismo efecto que un hidrófilo fuerte, salvo que no hay ionización. Se solubilizan mediante un efecto combinado de un cierto número de grupos solubilizantes débiles. No tiene una carga neta. Dentro de los tensoactivos no iónicos se pueden encontrar a los biotensoactivos, los cuales son obtenidos a través de microorganismos.

### **2.5.3.- Anfotéricos**

Tienen en su molécula grupos aniónicos y catiónicos, formados por una cadena grasa y un nitrógeno cuaternario conteniendo un radical aniónico. Son completamente estables en sistemas ácidos y alcalinos. La carga eléctrica de la parte hidrofílica cambia en función del pH del medio. Poseen una carga positiva en medios ácidos y una carga negativa en medios básicos.



*Ilustración 2.5.- Diferentes tipos de tensoactivos*

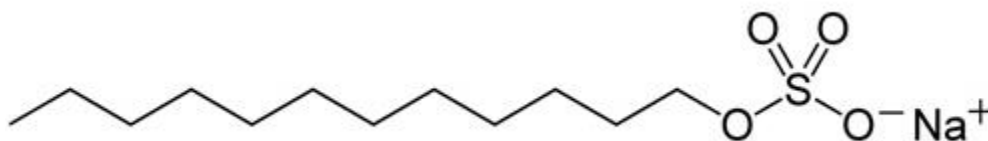
#### **2.5.4.- Propiedades de los tensoactivos**

La carga neta de la molécula del tensoactivo no es la única propiedad importante, existen varias propiedades que pueden cambiar la efectividad de adsorción en la interfase líquido-líquido, algunas de estas propiedades son:

- Un cambio en la longitud del grupo hidrofóbico o la introducción de algún grupo ramificado en algún grupo hidrofóbico puede disminuir la capacidad de adsorción en los tensoactivos iónicos.
- El aumento en el tamaño de un grupo hidrofílico o la distancia con otro grupo hidrofílico en la molécula disminuye la efectividad.

- C. En los tensoactivos iónicos un aumento en la fuerza iónica de la solución causa un aumento en la efectividad. La fuerza iónica es una medida del efecto de las interacciones ion-ion y ion-solvente en una solución.
- D. Si se aumenta la cantidad de grupos hidrofílicos o se disminuye la longitud de las cadenas lipofílicas, los tensoactivos no iónicos tienen una mayor efectividad.
- E. El aumento de la masa molecular en los tensoactivos no iónicos mejora la efectividad [19].

Al estudiar estos factores se decidió utilizar el dodecil sulfato de sodio ( $C_{12}H_{25}NaO_4S$ ) para utilizarlo como desemulsificante. Es un tensoactivo aniónico, tiene una cola de 12 átomos de carbono, unida a un grupo sulfato. La ilustración 2.7 muestra la molécula del dodecil sulfato de sodio.

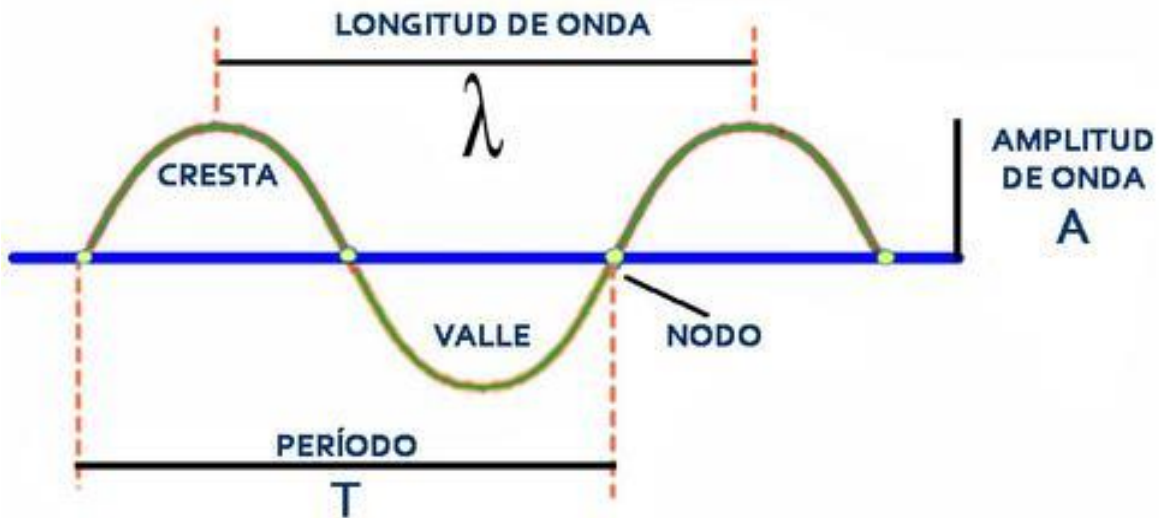


*Ilustración 2.6.- Molécula de dodecil sulfato de sodio*

## **2.6.- Método ultrasónico**

### **2.6.1.- Definición de una onda y sus elementos**

El ultrasonido se define como una onda sonora cuya frecuencia supera el límite perceptible por el oído humano. Para esto tiene que ser mayor a 20,000 Hz. Al ser una onda tiene varios elementos, los cuales se describen a continuación y se muestran en la ilustración 2.8:



*Ilustración 2.7.- Elementos de una onda*

A. Cresta: Es el punto de máxima elongación o máxima amplitud de onda, es decir, el punto de la onda más separado de su posición de reposo.

B. Periodo (T): Es el tiempo que tarda la onda en describir una oscilación completa.

C. Amplitud (A): Es la distancia vertical entre una cresta y el punto medio de la onda. (Línea de equilibrio)

D. Frecuencia (f): Es el número de veces que es repetida dicha onda por unidad de tiempo.

$$T = \frac{1}{f}$$

E. Valle: Es el punto más bajo de una onda.

F. Longitud de onda ( $\lambda$ ): Es la distancia que hay entre el mismo punto de dos ondulaciones consecutivas, o la distancia entre dos crestas consecutivas.

G. Nodo: Es el punto donde la onda cruza la línea de equilibrio.

H. Ciclo: Es una oscilación completa, o el recorrido desde el nodo que inicia la trayectoria de la cresta hasta el nodo que termina la trayectoria del valle o viceversa.

I. Velocidad de propagación ( $v$ ): Es la velocidad a la que se propaga el movimiento ondulatorio. Se define como la longitud de onda ( $\lambda$ ) entre el periodo ( $T$ ) [20].

$$v = \frac{\lambda}{T}$$

### **2.6.2.- Clasificación de las ondas**

Las ondas se clasifican en cuatro maneras diferentes:

#### **2.6.2.1.- En función del medio en el que se propagan**

A. Ondas mecánicas: Las ondas mecánicas necesitan un medio elástico para propagarse. Las partículas del medio oscilan alrededor de un punto fijo, por lo que no existe un transporte neto de materia a través del medio. Por ejemplo, las ondas sonoras.

B. Ondas electromagnéticas: Las ondas electromagnéticas se propagan por el espacio sin necesidad de un medio, pueden propagarse en el vacío. Por ejemplo, la luz.



### **2.6.2.2.- En función de su dirección**

- A. Ondas unidimensionales: Las ondas unidimensionales son aquellas que se propaga a lo largo de una sola dimensión del espacio.
- B. Ondas superficiales: Las ondas superficiales son aquellas que se propagan en dos dimensiones, pueden propagarse en cualquiera de las direcciones de una superficie.
- C. Ondas esféricas: Las ondas esféricas se propagan en tres dimensiones. El sonido es una onda tridimensional.

### **2.6.2.3.- En función del movimiento de sus partículas**

- A. Ondas longitudinales: Son aquellas que se caracterizan porque las partículas del medio se mueven o vibran paralelamente a la dirección de propagación de la onda. Por ejemplo, el movimiento de un resorte al estirarlo y soltarlo.
- B. Ondas transversales: Son aquellas que se caracterizan porque las partículas del medio se mueven o vibran perpendicularmente a la dirección de propagación de la onda. Por ejemplo, las ondas sonoras.

### **2.6.2.4.- En función de su periodicidad**

- A. Ondas periódicas: La perturbación local que las origina se produce en ciclos repetitivos.
- B. Ondas no periódicas: La perturbación que las origina se da aisladamente [21].

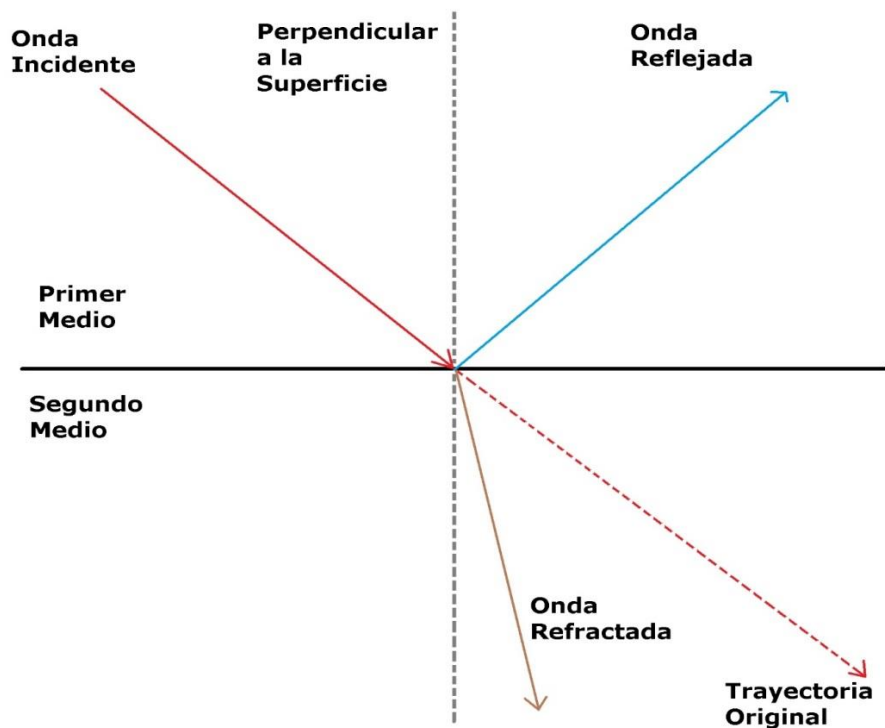
## 2.6.3.- Fenómenos de una onda

### 2.6.3.1.- Reflexión

Se denomina reflexión al cambio de dirección que experimenta una onda cuando choca contra una superficie lisa sin cambiar de medio de propagación. Si la reflexión se produce en una superficie rugosa, la onda se refleja en todas las direcciones y se llama difusión. El ángulo de incidencia es el mismo que el ángulo de reflexión y que el rayo incidente.

### 2.6.3.2.- Refracción

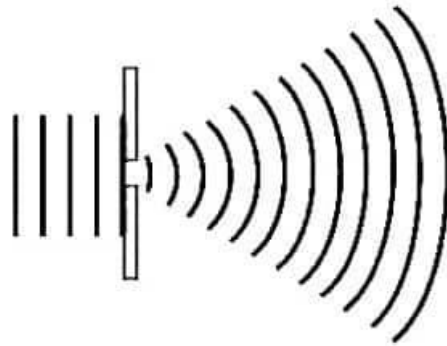
La refracción es el cambio de dirección y velocidad de una onda cuando pasa de un medio a otro medio en el que puede propagarse. Cuando la onda pasa de un medio a otro, en el que la onda viaja más rápido, el rayo refractado se acerca a la normal, mientras que si pasa a un medio donde viaja más lento, se aleja de la normal.



*Ilustración 2.8.- Ejemplo de reflexión y refracción*

### **2.6.3.3.- Difracción**

La difracción es la propiedad que tienen las ondas de rodear los obstáculos en determinadas condiciones. Cuando una onda llega a un obstáculo de dimensiones similares a su longitud de onda, ésta se convierte en un nuevo foco emisor de la onda.



*Ilustración 2.9.- Difracción de una onda*

### **2.6.3.4.- Interferencia de las ondas**

La interferencia es la superposición o suma de dos o más ondas. Dependiendo de las longitudes de onda, amplitudes y de la distancia relativa entre las mismas, existen dos tipos diferentes de interferencia:

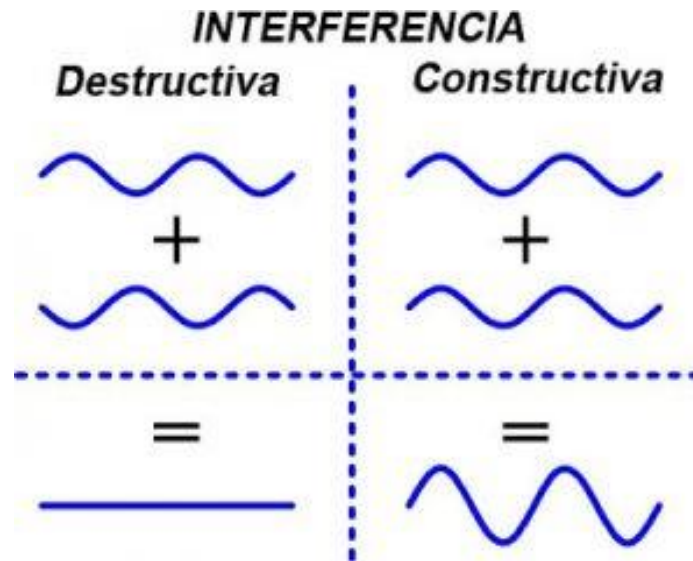
#### **2.6.3.4.1.- Constructiva**

Se produce cuando las ondas chocan o se superponen en fases, obteniendo una onda resultante de mayor amplitud que las ondas iniciales.

#### **2.6.3.4.2.- Destructiva**

Es la superposición de las ondas en antifase, obteniendo una onda resultante de menor amplitud que las ondas iniciales [22].

En la ilustración 2.11 se da un ejemplo de estos fenómenos.



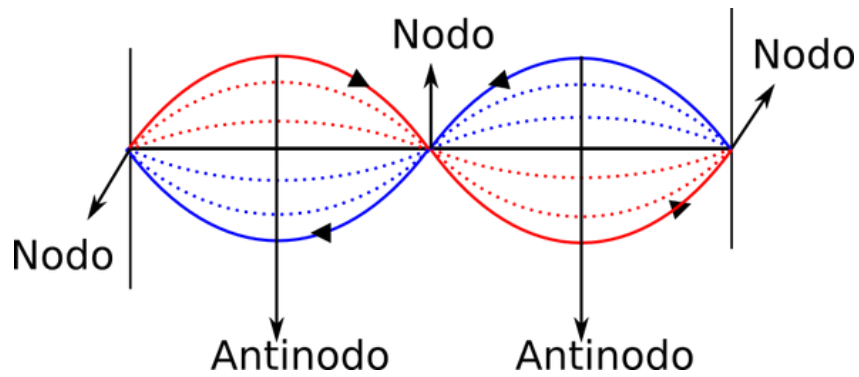
*Ilustración 2.10.- Interferencia constructiva y destructiva*

## **2.7.- Separación por ultrasonido**

El ultrasonido es una onda elástica con una frecuencia mayor al umbral del oído humano (20,000 Hz). Son definidas por distintos parámetros como son la amplitud, el coeficiente de atenuación, la velocidad ultrasónica, la frecuencia y la longitud de onda. La influencia que tiene el medio en estos parámetros es la base de las diferentes aplicaciones que tiene el ultrasonido.

Para que se dé la separación por ultrasonido, se necesita la formación de ondas estacionarias, éstas ocurren por la superposición de una onda incidente, que viaja desde el transductor, y de una onda reflejada, que se mueve desde el reflector. Las regiones donde las superposiciones son destructivas se llaman nodos, mientras que las regiones donde son constructivas se llaman antinodos, en los antinodos las amplitudes de presión máxima son alcanzadas.

En la ilustración 2.12 se observan los nodos y antinodos.



*Ilustración 2.11.- Superposición de una onda*

Las partículas suspendidas experimentan una fuerza acústica primaria que las mueve hacia los nodos o antinodos de presión de la onda estacionaria, según las propiedades de la partícula. Cuando las partículas se mueven juntas pueden agregarse o coalescer, después las fuerzas de flotación separan las fases. La fuerza acústica primaria disminuye con el decrecimiento del tamaño de la partícula, pero incrementa al aumentar la frecuencia.

Se han identificado tres regiones de acuerdo a la frecuencia del ultrasonido:

La primera región es donde la frecuencia va desde 20 a 100 kHz, se llama ultrasonido de potencia, debido a la alta densidad de energía introducida al medio, el ultrasonido de potencia se basa en la cavitación acústica, donde las condiciones extremas que genera este fenómeno generan ondas de choque de presión y temperaturas elevadas al crear pequeñas burbujas de aire que implotan.

La segunda región es el intervalo de frecuencias intermedias, está entre 100 kHz y 1 MHz. Los efectos de la cavitación son menos pronunciados ya que el tamaño de expansión de las burbujas es inversamente proporcional a la frecuencia. La intensidad de la implosión de las burbujas es proporcional a su volumen de expansión.

La última región es el intervalo de altas frecuencias, mayores a 1 MHz. Estas frecuencias son preferibles para la separación de partículas con tamaño de micrómetros, ya que las fuerzas acústicas aumentan y los efectos de la cavitación disminuyen [23].

### **2.7.1.- Principio físico**

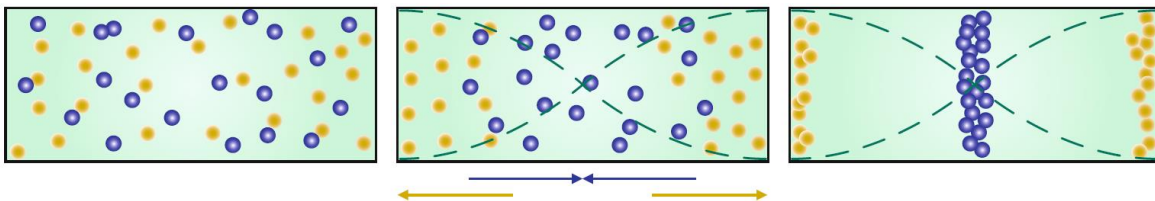
La acustoforesis es la migración por sonido, "foresis" significa migración y "acusto" ondas sonoras. Conceptos similares son la electroforesis y magnetoforesis donde las partículas se mueven por campos eléctricos y magnéticos respectivamente. La acustoforesis es una forma de manipulación de partículas que permite la implementación de varios métodos de separación.

Las partículas suspendidas expuestas a un campo acústico de onda estacionaria se verán afectadas por una fuerza acústica. Esta fuerza causará que las partículas se muevan en el campo sonoro si las propiedades acústicas de las partículas son diferentes que las del medio que las rodea. La magnitud del movimiento depende de muchos factores, como es el tamaño de la partícula, la densidad de energía acústica y la frecuencia de la onda sonora. La dirección del movimiento de la partícula depende de la densidad y de la velocidad del sonido de la partícula así como del medio que la rodea. En una onda estacionaria generada en un contenedor lleno de un líquido con paredes de material denso como metal o vidrio, se formará un nodo de presión en la interfaz pared/líquido.

La fuerza acústica predominante que actúa en las partículas en un campo acústico de onda estacionaria es la fuerza acústica primaria axial. La magnitud de dicha fuerza depende de la densidad de energía acústica y el radio de la partícula. La dirección del movimiento de la partícula depende del factor de contraste acústico, que comprende las

propiedades físicas de la partícula, como la densidad y la velocidad del sonido relativo a las propiedades del medio que la rodea. El signo del factor de contraste acústico define la dirección del movimiento.

Como se muestra en la ilustración 2.13, las partículas rígidas (azules) tienen un factor de contraste acústico positivo, por lo cual se mueven al nodo de presión localizado en el centro. Mientras que las vesículas líquidas o las burbujas de aire (amarillas) se mueven a los antinodos.



*Ilustración 2.12.- Partículas con diferentes signos de factor de contraste acústico expuestas a un campo acústico de onda estacionaria*

Aparte de la fuerza acústica primaria axial, existen fuerzas secundarias, llamadas fuerzas Bjerkens, que actúan en las partículas en un campo acústico de onda estacionaria. Estas fuerzas interparticulares sólo son efectivas cuando las partículas están cercanas entre sí. Estas fuerzas tienden a atraer partículas al plano y juntarlas. Las fuerzas Bjerkens son originadas por la dispersión del sonido de las partículas vecinas, la dirección de estas fuerzas depende del ángulo entre el vector de distancia de separación de las dos partículas y la dirección del campo sonoro. Estas fuerzas generalmente atraen partículas entre sí en el plano nodal o antinodal. Una vez que las partículas se hayan agrupado, pueden flocular o coalescer en agregados [24].

Los agregados de partículas floculan si hay diferencia de densidades entre el medio y la partícula, esto debido a la fuerza de flotación, como se muestra en la ecuación 2.3:

$$F_B = \frac{3}{4}\pi r^3 g(\rho_p - \rho_0) \quad (2.3)$$

### *Fuerza de Flotación de las Partículas*

Donde  $F_B$  es la fuerza debido a la flotación y  $g$  es la gravedad.

Es debido a estos fenómenos físicos que la separación de las fases de la emulsión de hidrocarburos y agua ocurre. Como se mencionó anteriormente, se puede agregar un tensoactivo a la emulsión para aumentar la eficiencia de la separación [25].

Con base en lo descrito anteriormente, se utilizó la tecnología de ultrasonido en el rango de 20 kHz para romper la emulsión de crudo y agua.



## Capítulo 3: Metodología y Experimentación

### 3.1.- Objetivos

#### 3.1.1.- Objetivo general

- 1) Separar la fase acuosa emulsionada en la fase orgánica utilizando ondas ultrasónicas.

#### 3.1.2.- Objetivo particular

- 1) Encontrar las condiciones de operación óptimas para conseguir la mayor separación posible.
- 2) Estudiar el efecto que se obtiene al agregar un desemulsificante.

### 3.2.- Equipo y crudo utilizado

Se utilizó un generador y transductor ultrasónico de alta intensidad. El equipo tiene una potencia de 500 watts y las ondas ultrasónicas generadas tienen una frecuencia de 20 KHz. El equipo se muestra en la ilustración 3.1.



*Ilustración 3.1.- Generador y transductor ultrasónico*

El generador ultrasónico tiene dos partes importantes: a) Generador de Señal y b) Transductor Piezoeléctrico o Actuador.

- a) Generador de Señal: Provee el tipo de señal y la frecuencia a la cual va a operar el dispositivo. La señal obtiene la ganancia en voltaje y corriente necesarios para excitar el transductor piezoeléctrico.
- b) Transductor Piezoeléctrico: Es el elemento activo encargado de realizar el trabajo convirtiendo la energía eléctrica en energía mecánica, se conoce como sonótrodo. Es un amplificador mecánico el cual incrementa la intensidad de la vibración generada por el material piezoeléctrico.

El procesador ultrasónico está diseñado para entregar una frecuencia constante, cuando la resistencia al movimiento de la punta aumenta, la fuente entrega mayor potencia para asegurarse que la frecuencia se mantiene constante, a mayor viscosidad de la muestra, mayor potencia se requiere.

El equipo es utilizado con diferentes puntas en el transductor piezoeléctrico, el tamaño de la punta limita la cantidad de volumen de la muestra y el porcentaje de amplitud que se utiliza. En este caso se utilizó una punta estándar con un diámetro de 13 mm, el volumen que se puede tratar tiene un rango de 10-250 mL y la amplitud máxima es del 100%. Esto significa que, si se requiere, la punta puede utilizar la potencia máxima del generador para entregar el ultrasonido.

El crudo utilizado para las experimentaciones es un crudo maya, con densidad API de 24.1, por lo cual es un crudo mediano. Contiene un 65% de agua en volumen.

Tabla 3.1.- Características del crudo [26]

Porcentaje de agua [%]	Viscosidad @ 22°C [cP]	Densidad @ 22°C [g/cm <sup>3</sup> ]	°API @ 15°C
ASTM D 4006	ASTM D 7042		
65	32.54	0.9039	24.1

La norma ASTM D4006 (Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation), determina los métodos utilizados para determinar la cantidad de agua contenida en el crudo a través de una destilación.

La norma ASTM D7042 (Estándar Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity)), determina los métodos para especificar y medir la viscosidad cinemática y la densidad de productos de petróleo líquido.

### 3.3. Metodología

Se llevaron a cabo dos procedimientos diferentes para su estudio:

1. Crudo sin agregar agua y/o desemulsificante (tensoactivo).
2. Crudo agregando agua y/o desemulsificante (tensoactivo).

1.- La primera parte de la experimentación se hizo utilizando un embudo de separación de 250 mL recortado, la razón por la cual se utilizó este embudo fue para facilitar la separación de las dos fases después de que se haya llevado a cabo la separación de las mismas.

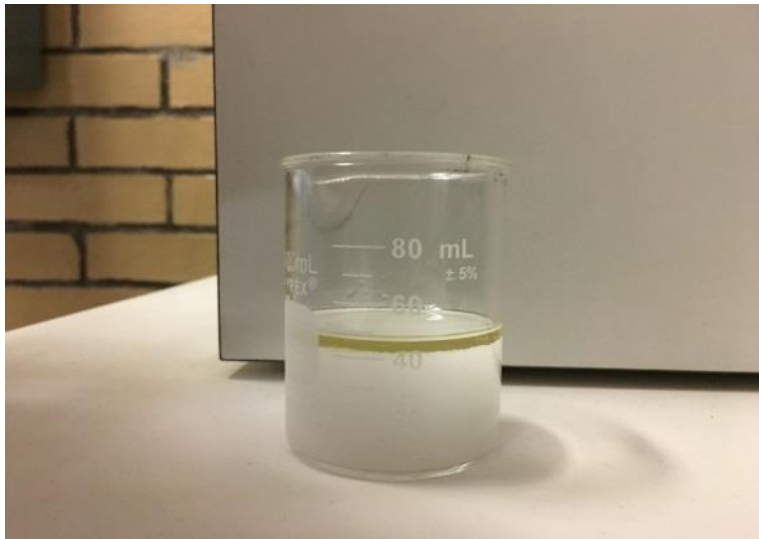


*Ilustración 3.2.- Embudo de separación recortado*

- a) En los primeros experimentos no se le agregó nada al crudo, se tomó el volumen de la muestra y se aplicó cierto tiempo de irradiación ultrasónica dependiendo del caso, después se dejó reposar durante 24 horas para que se llevara a cabo la separación de las fases. Esta serie de experimentos se hizo por duplicado para comprobar que los datos obtenidos eran correctos. Las tablas 3.2 y 3.3 tienen las mismas condiciones experimentales y corresponden a estos experimentos.
- b) En la segunda experimentación se agregaron 0.15 g de dodecil sulfato de sodio al petróleo. Después de haberlo pesado, se agregó el desemulsificante y se agitó para que estuviera distribuido de manera homogénea. Al haber agregado el desemulsificante se aplicaba el tratamiento ultrasónico y se

dejaba reposar 24 horas para que se diera la separación. La tabla 3.4 corresponde a estos experimentos.

- c) En el tercer caso en el que se agregó agua a la mezcla se utilizó el mismo generador ultrasónico para emulsionar el agua agregada. Para esto se llevó a cabo una experimentación rápida donde se comprobó que el generador ultrasónico crea emulsiones, se usaron 5 mL de aceite de oliva con 45 mL de agua, se irradió la mezcla durante 30 segundos y se dejó reposar para demostrar que la emulsión era estable. En la ilustración 3.3 se observa la emulsión creada después de haberla dejado reposar una semana, se observa una pequeña separación de las fases pero ya que fue tan poca la separación en un periodo de tiempo tan largo se considera que la emulsión es estable y por lo tanto el generador ultrasónico crea emulsiones.



*Ilustración 3.3.- Emulsión de agua y aceite de cocina creada con el generador ultrasónico*

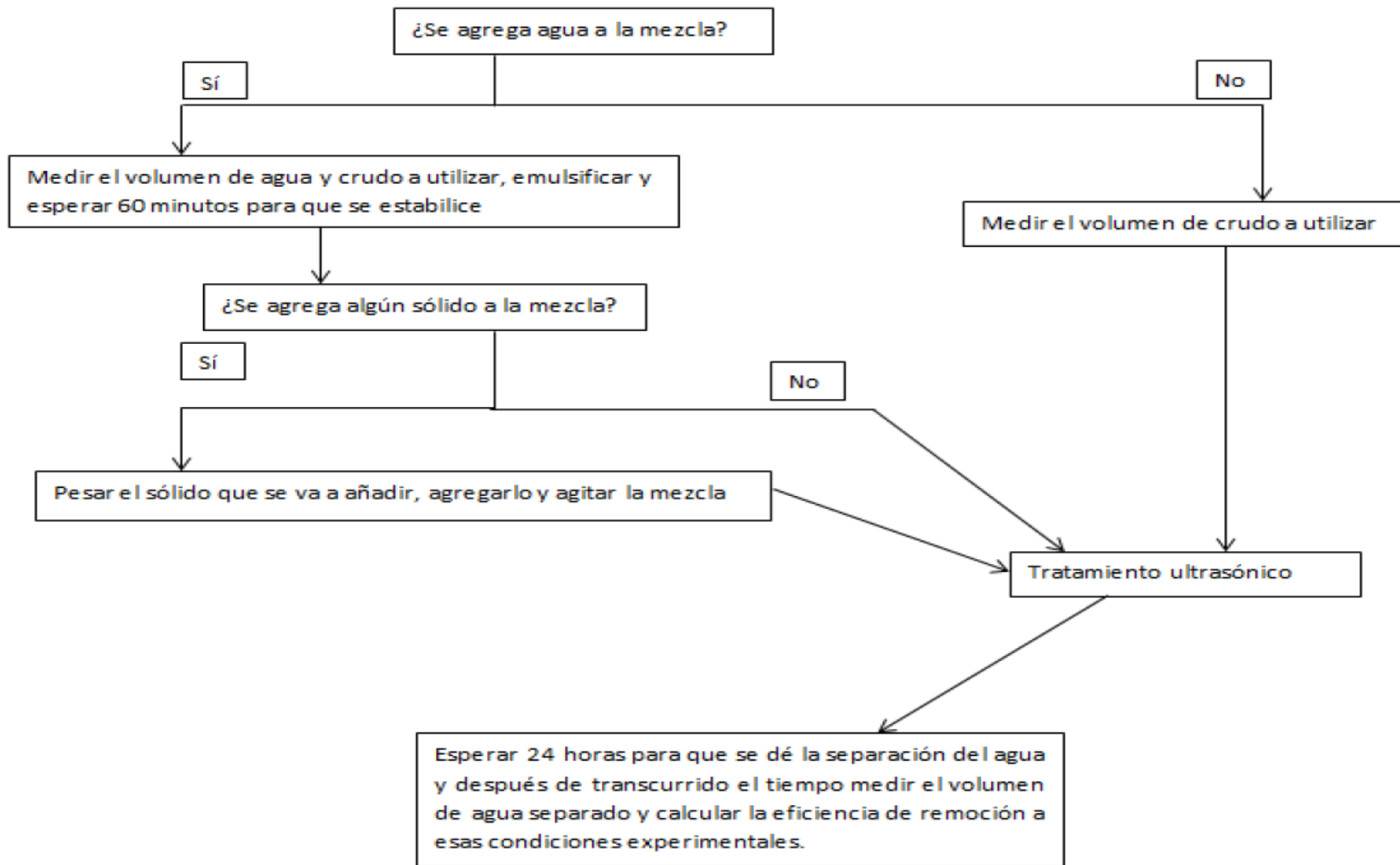
En todos los casos se utilizaron 40 mL de agua con 60 mL de crudo. Después de emulsionar el agua y el crudo, utilizando el

generador ultrasónico, se dejó reposar la mezcla durante 60 minutos para comprobar que era estable y no hubiera una separación natural de las dos fases. Después de 60 minutos, se le agregó 0.15 g de dodecil sulfato de sodio, se agitó para homogeneizar el desemulsificante agregado y se llevó a cabo el tratamiento ultrasónico. Después de esto se dejó reposar la mezcla durante 24 horas para que ocurriera la separación. En la tabla 3.5 se presentan estos resultados.

2.- En la segunda parte de la experimentación se utilizó un vaso de precipitados de 250 mL, el volumen de las muestras permaneció constante, utilizando siempre 100 mL.

- a) En los primeros experimentos que se llevaron a cabo utilizando el vaso de precipitados, se hizo el tratamiento ultrasónico y se dejó reposar durante 24 horas para que se diera la separación. Se muestran los resultados en la tabla 3.6.
- b) En los siguientes experimentos se añadieron 0.15 g de dodecil sulfato de sodio a la mezcla y de igual manera se dejó reposar la mezcla 24 horas después del tratamiento ultrasónico. En la tabla 3.7 se muestran los resultados.
- c) En las últimas dos partes de la experimentación en la que se utilizó el vaso de precipitados, se utilizó ultrasonido pulsado. Para esto se establecieron ciclos de 10 segundos, con un tiempo total de 6 minutos. Por ejemplo, el primer ultrasonido pulsado tenía una relación 1-9, lo cual significa que dentro de los 10 segundos de tratamiento, durante 1 segundo se irradiaba la muestra y 9 segundos no, por lo cual a través de los 6 minutos totales de tratamiento hubo un tiempo de exposición al campo acústico de

36 segundos; esto se llevó a cabo hasta completar todas las relaciones posibles que existen dentro del ciclo de 10 segundos. La primera serie que se hizo utilizando el ultrasonido pulsado se llevó a cabo sólo con la mezcla, en la segunda serie se agregaron 0.15 g de desemulsificante. Después del tratamiento se dejó reposar la mezcla 24 horas para que ocurriera la separación. La tabla 3.8 son los resultados que se obtuvieron cuando no se agregó un desemulsificante y la tabla 3.9 son los resultados de los experimentos a los cuales sí se les agregó desemulsificantes.



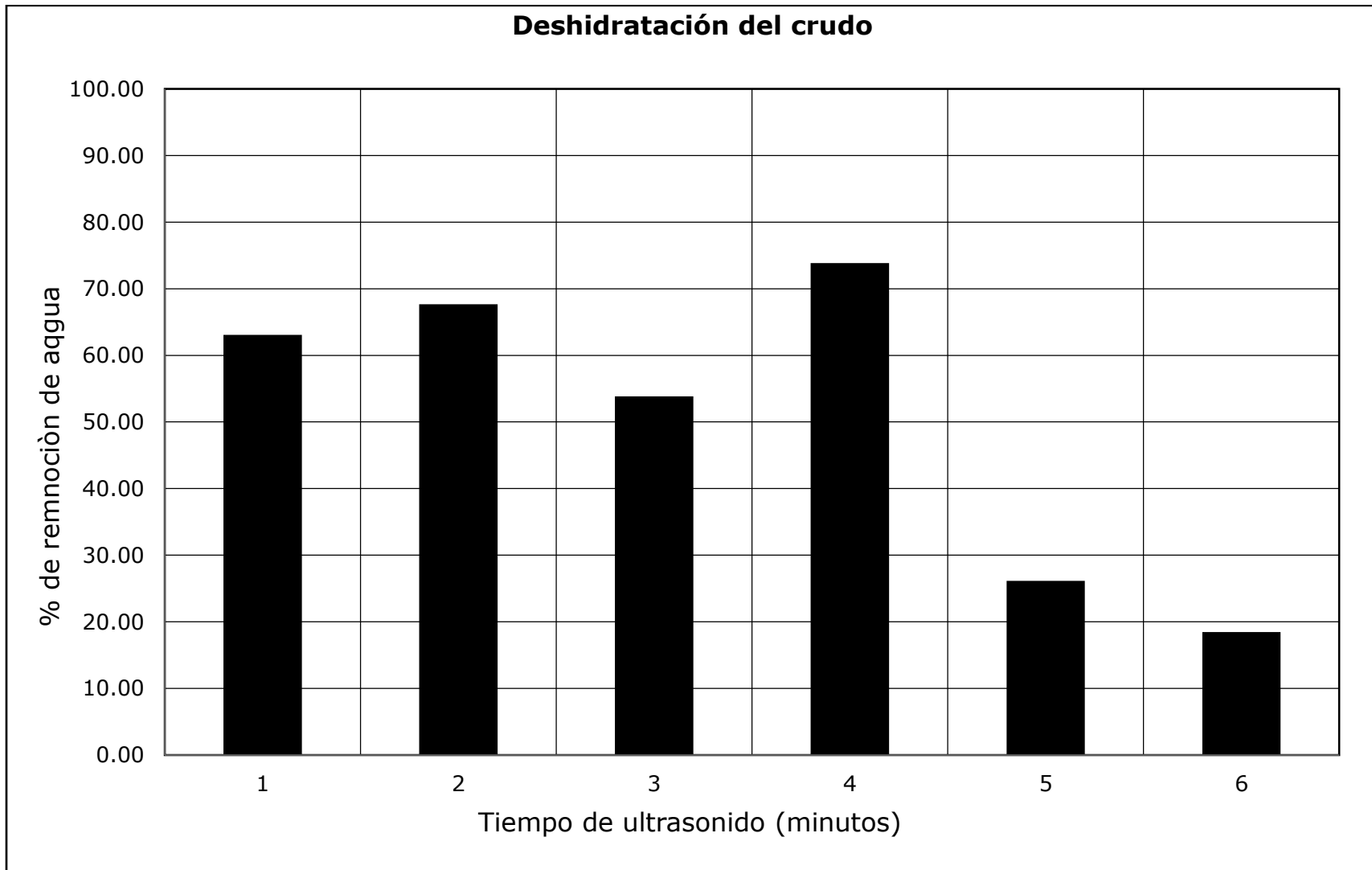
*Ilustración 3.4.- Diagrama de flujo para las experimentaciones*



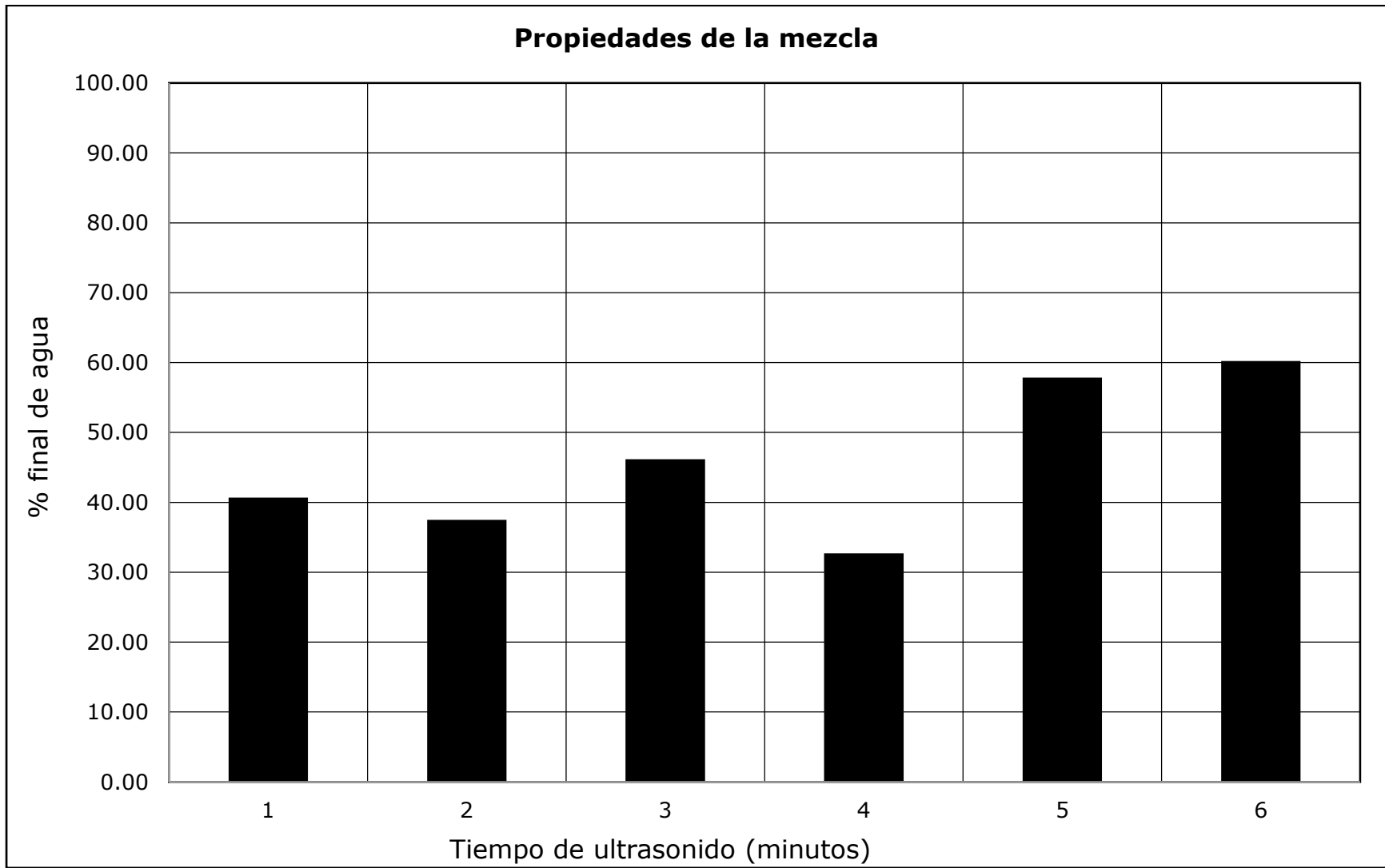
### 3.4.- Resultados experimentales

Tabla 3.2.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido sin desemulsificante en el embudo de separación

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	1	41	63.08	40.68
100	65	2	44	67.69	37.50
100	65	3	35	53.85	46.15
100	65	4	48	73.85	32.69
100	65	5	17	26.15	57.83
100	65	6	12	18.46	60.23



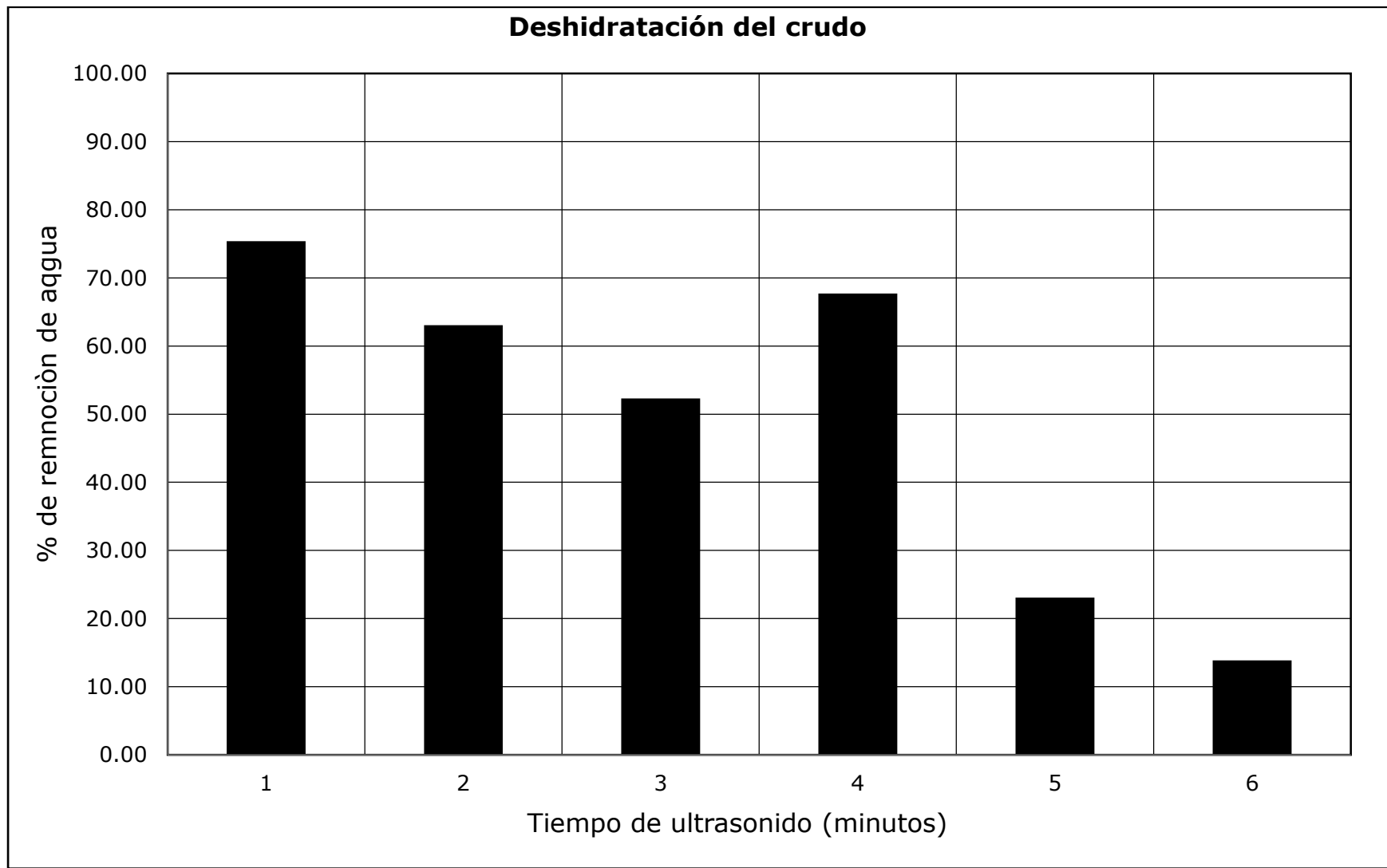
*Gráfica 3.1.- % de deshidratación vs tiempo*



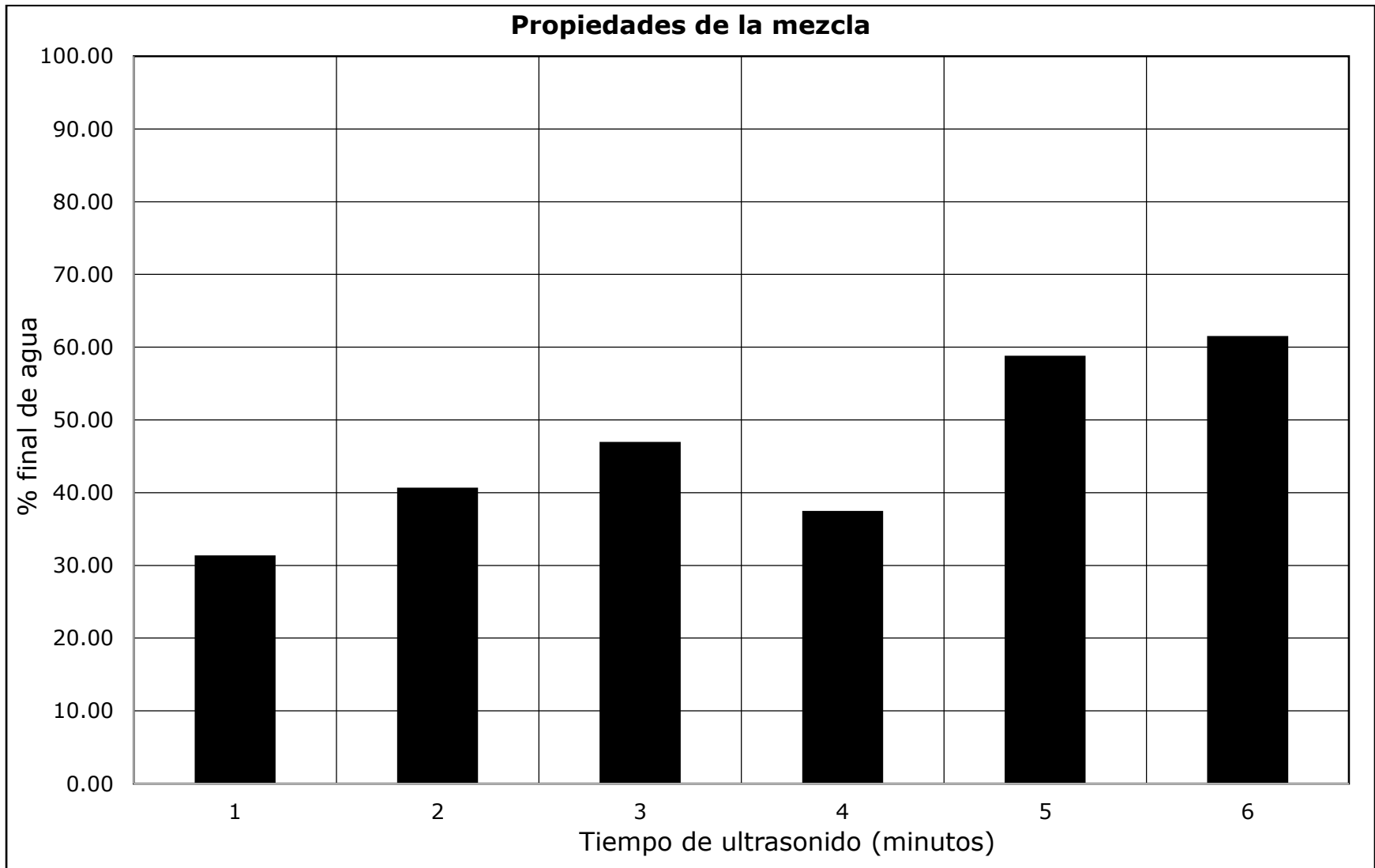
*Gráfica 3.2.- % final de agua vs tiempo*

Tabla 3.3.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido sin desemulsificante en el embudo de separación

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	1	49	75.38	31.37
100	65	2	41	63.08	40.68
100	65	3	34	52.31	46.97
100	65	4	44	67.69	37.50
100	65	5	15	23.08	58.82
100	65	6	9	13.85	61.54



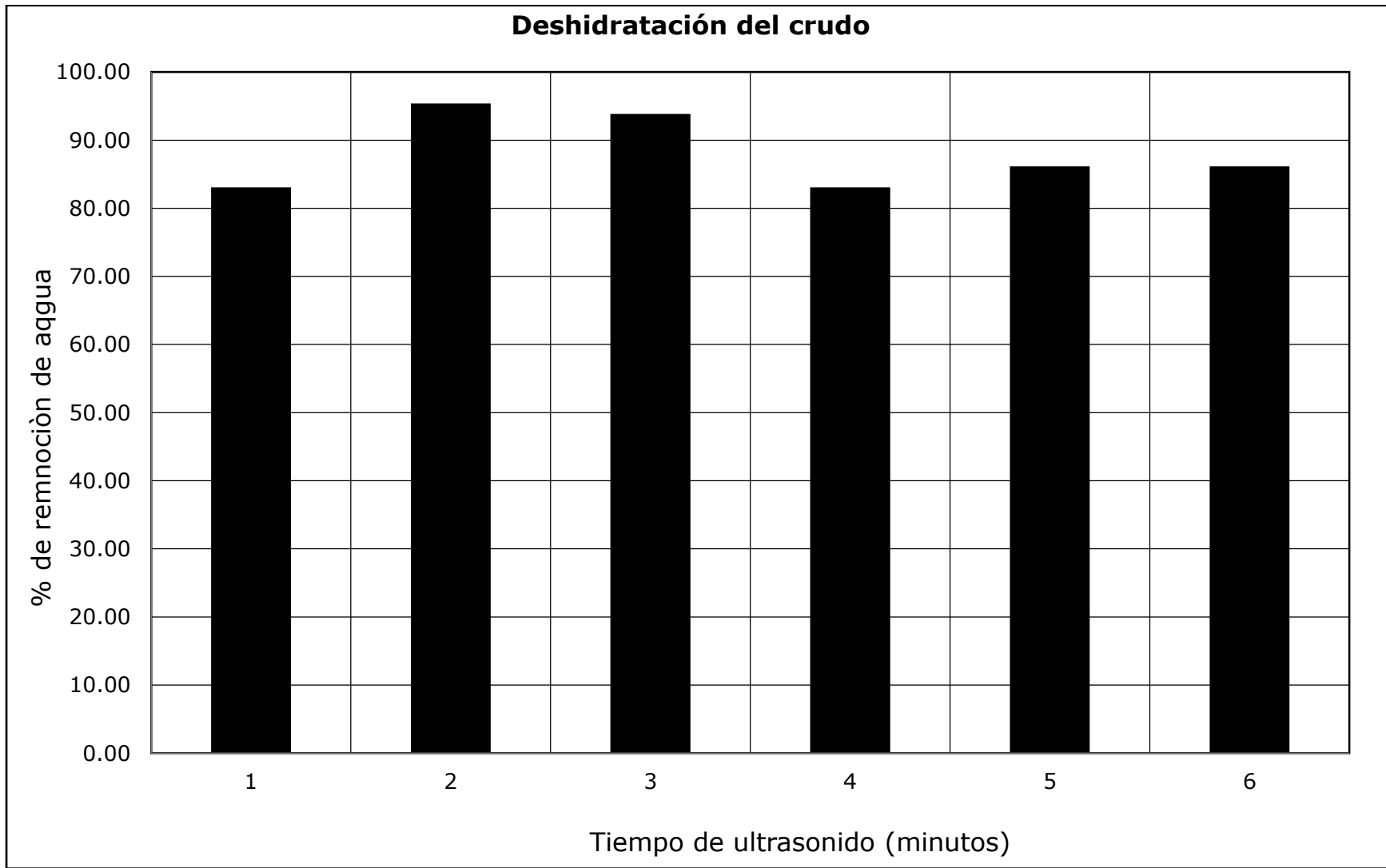
*Gráfica 3.3.- % de deshidratación vs tiempo*



*Gráfica 3.4.- % final de agua vs tiempo*

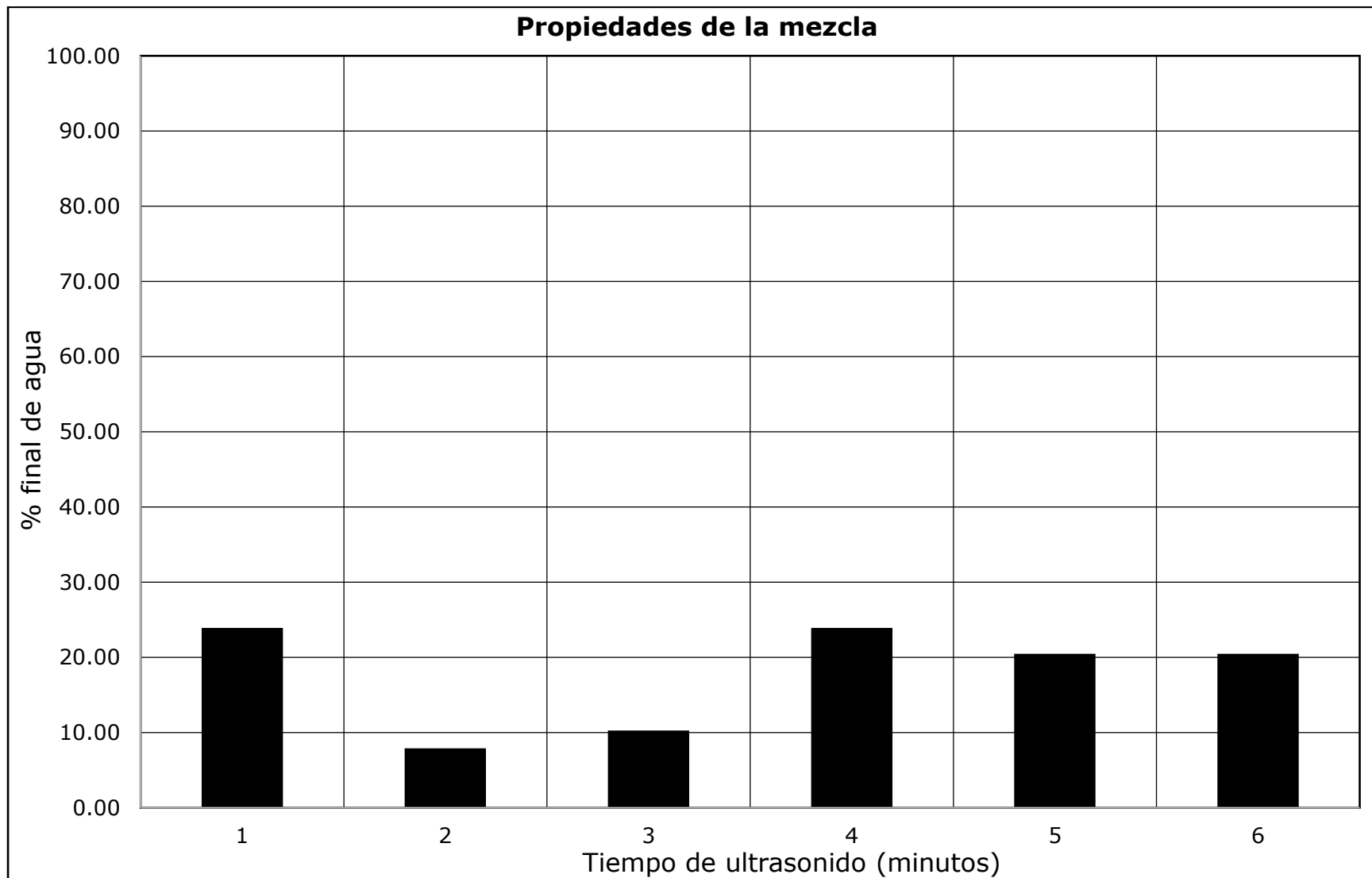
Tabla 3.4.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido con 0.15 g de desemulsificante en el embudo de separación

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	1	54	83.08	23.91
100	65	2	62	95.38	7.89
100	65	3	61	93.85	10.26
100	65	4	54	83.08	23.91
100	65	5	56	86.15	20.45
100	65	6	56	86.15	20.45



*Gráfica 3.5.- % de deshidratación vs tiempo*



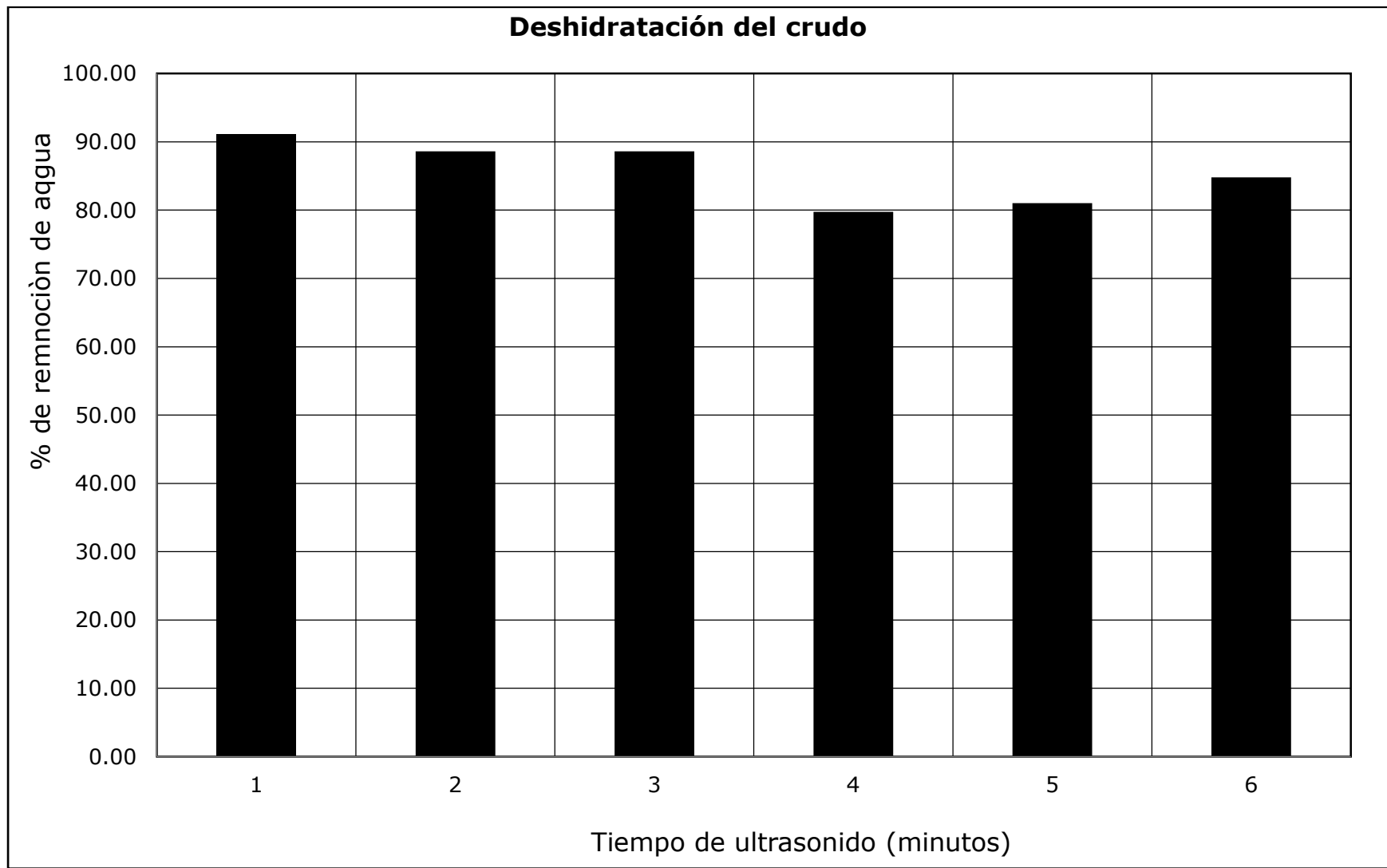


Gráfica 3.6.- % final de agua vs tiempo

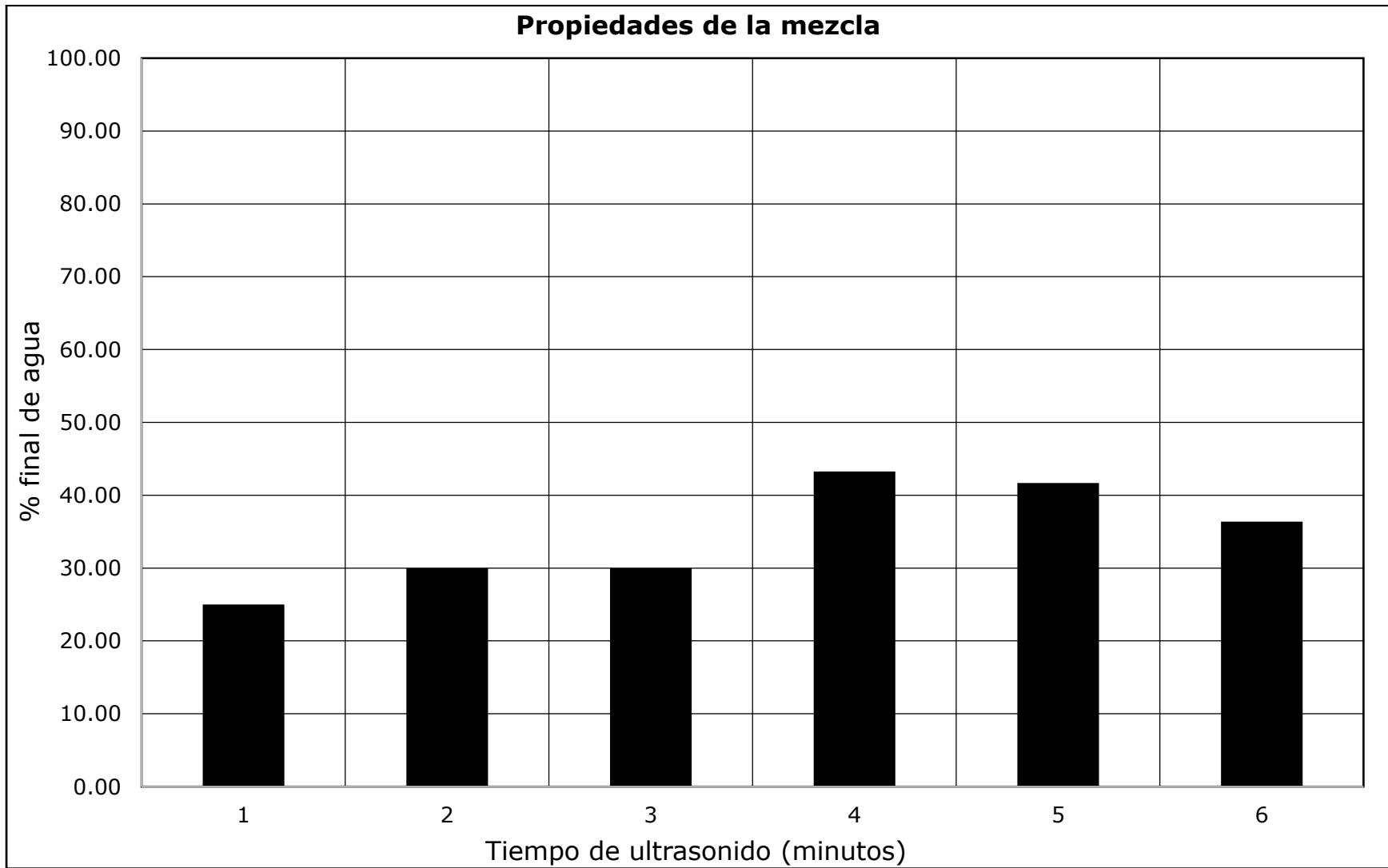
Tabla 3.5.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido con 0.15 g de desémulsificante y 40 mL de agua

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
60	79	1	72	91.14	25.00
60	79	2	70	88.61	30.00
60	79	3	70	88.61	30.00
60	79	4	63	79.75	43.24
60	79	5	64	81.01	41.67
60	79	6	67	84.81	36.36

extra en el embudo de separación



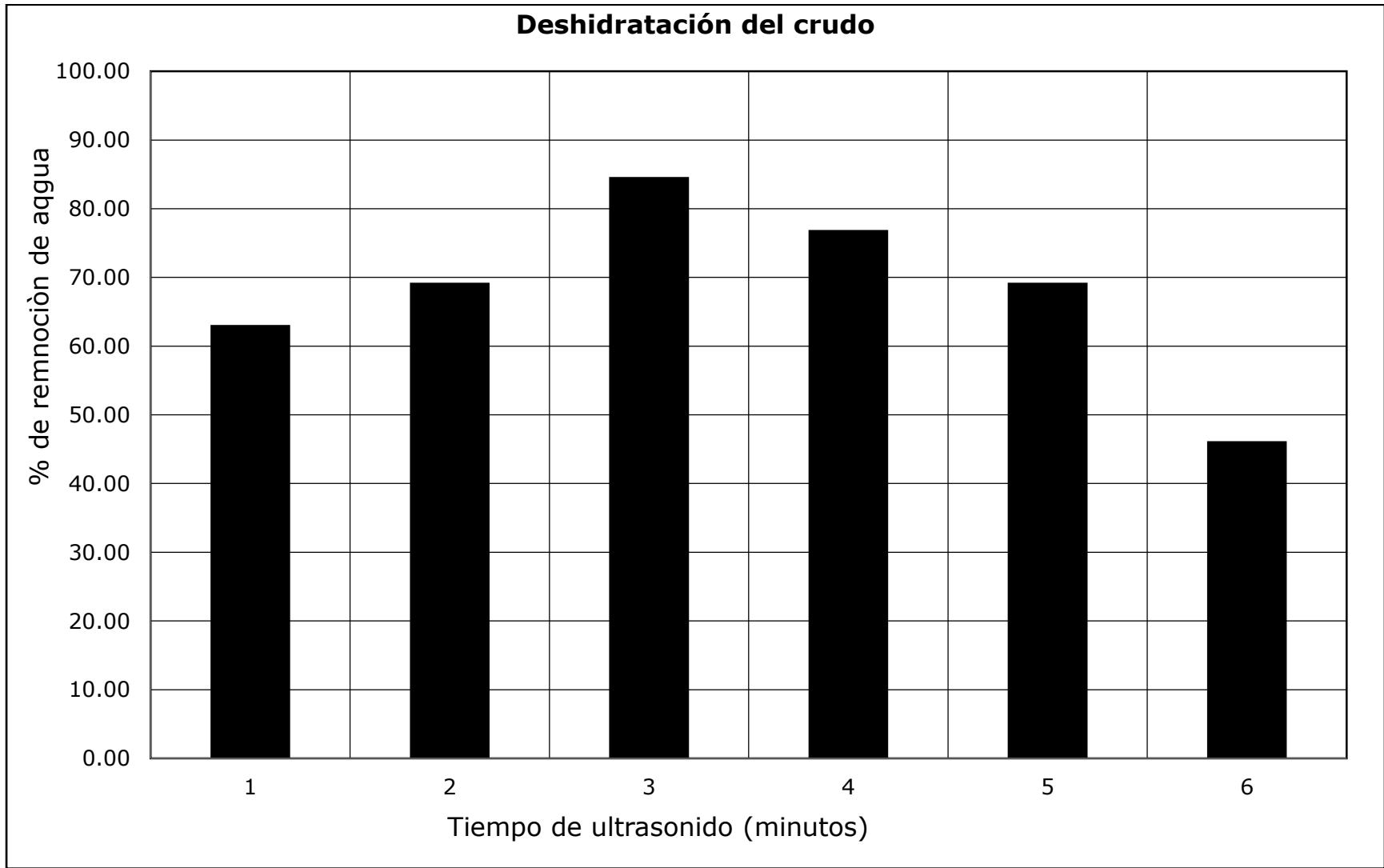
*Gráfica 3.7.- % de deshidratación vs tiempo*



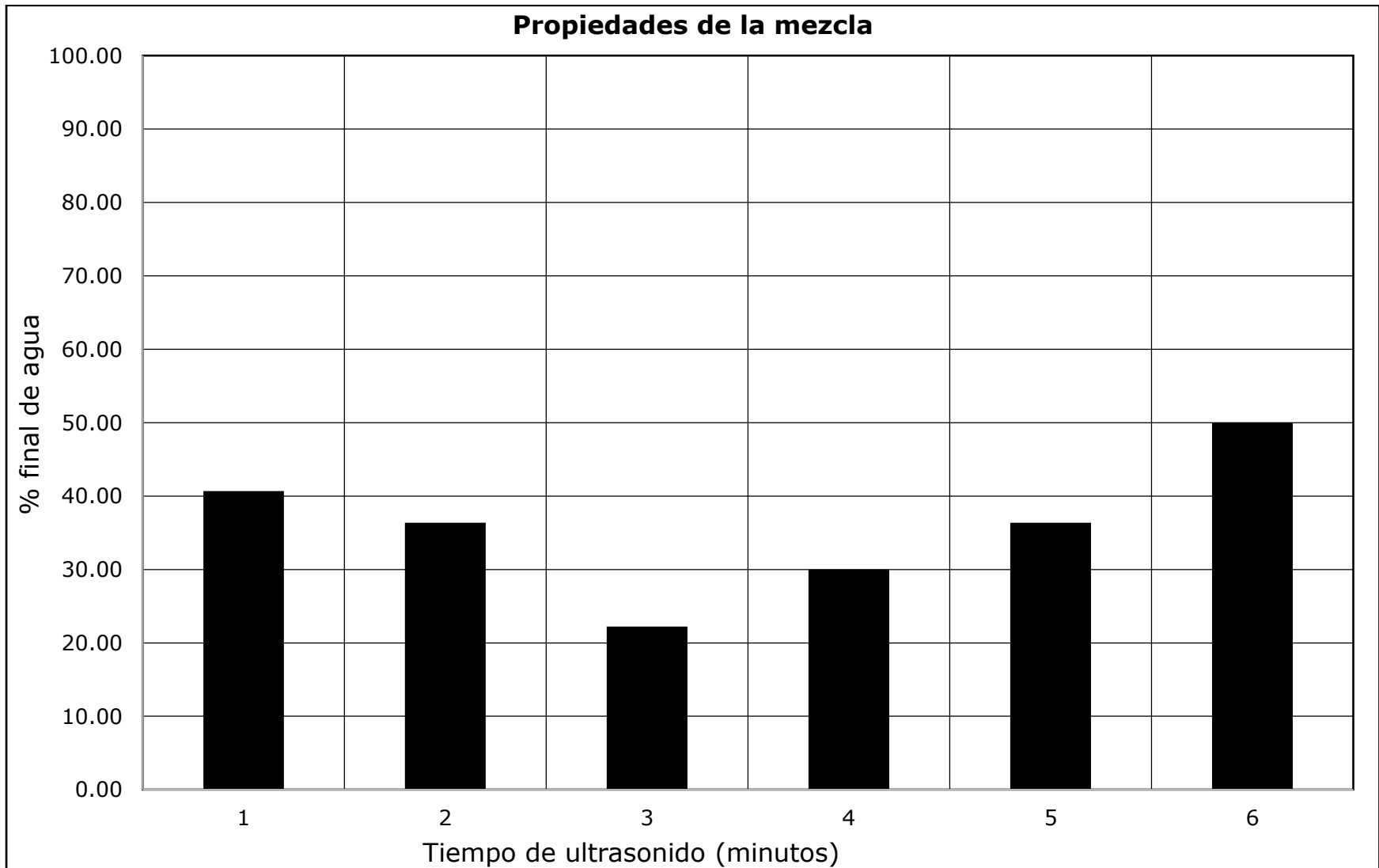
*Gráfica 3.8.- % final de agua vs tiempo*

Tabla 3.6.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido sin desemulsificante en el vaso de precipitados

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	1	41	63.08	40.68
100	65	2	45	69.23	36.36
100	65	3	55	84.62	22.22
100	65	4	50	76.92	30.00
100	65	5	45	69.23	36.36
100	65	6	30	46.15	50.00



*Gráfica 3.9.- % de deshidratación vs tiempo*

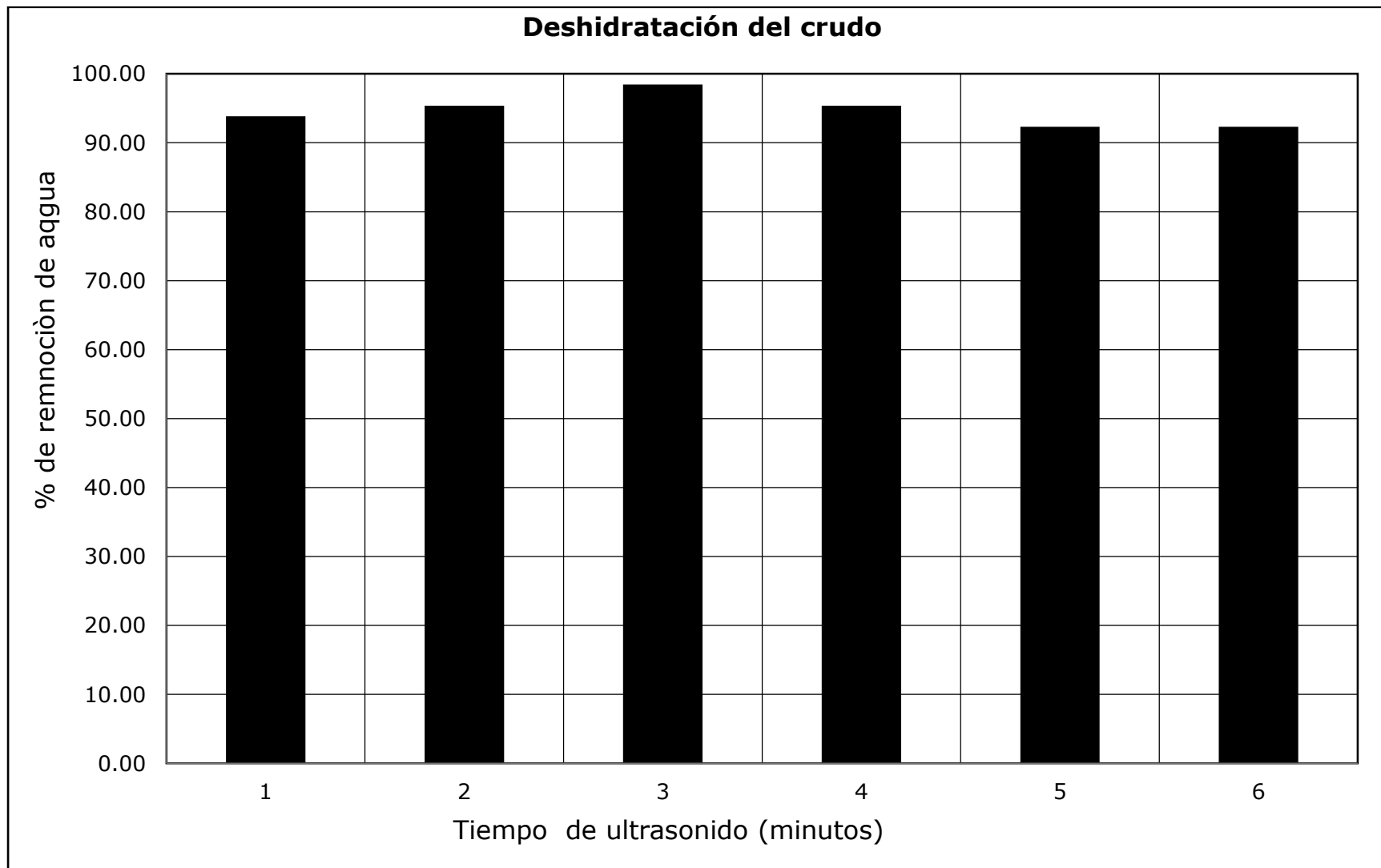


*Gráfica 3.10.- % final de agua vs tiempo*

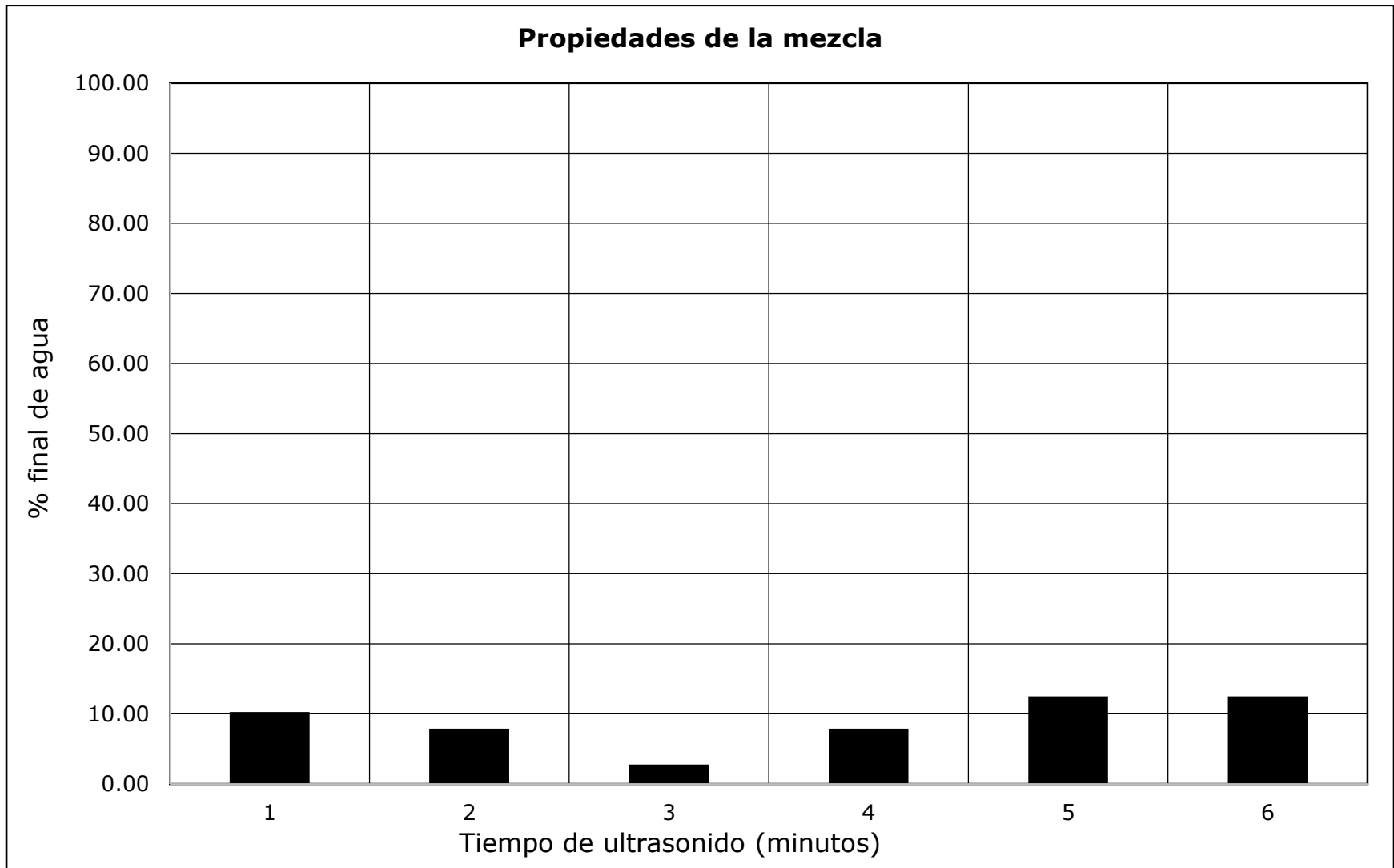
Tabla 3.7.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido con 0.15 g de desemulsificante en el vaso de precipitados

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Tiempo de ultrasonido (minutos)</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	1	61	93.85	10.26
100	65	2	62	95.38	7.89
100	65	3	64	98.46	2.78
100	65	4	62	95.38	7.89
100	65	5	60	92.31	12.50
100	65	6	60	92.31	12.50





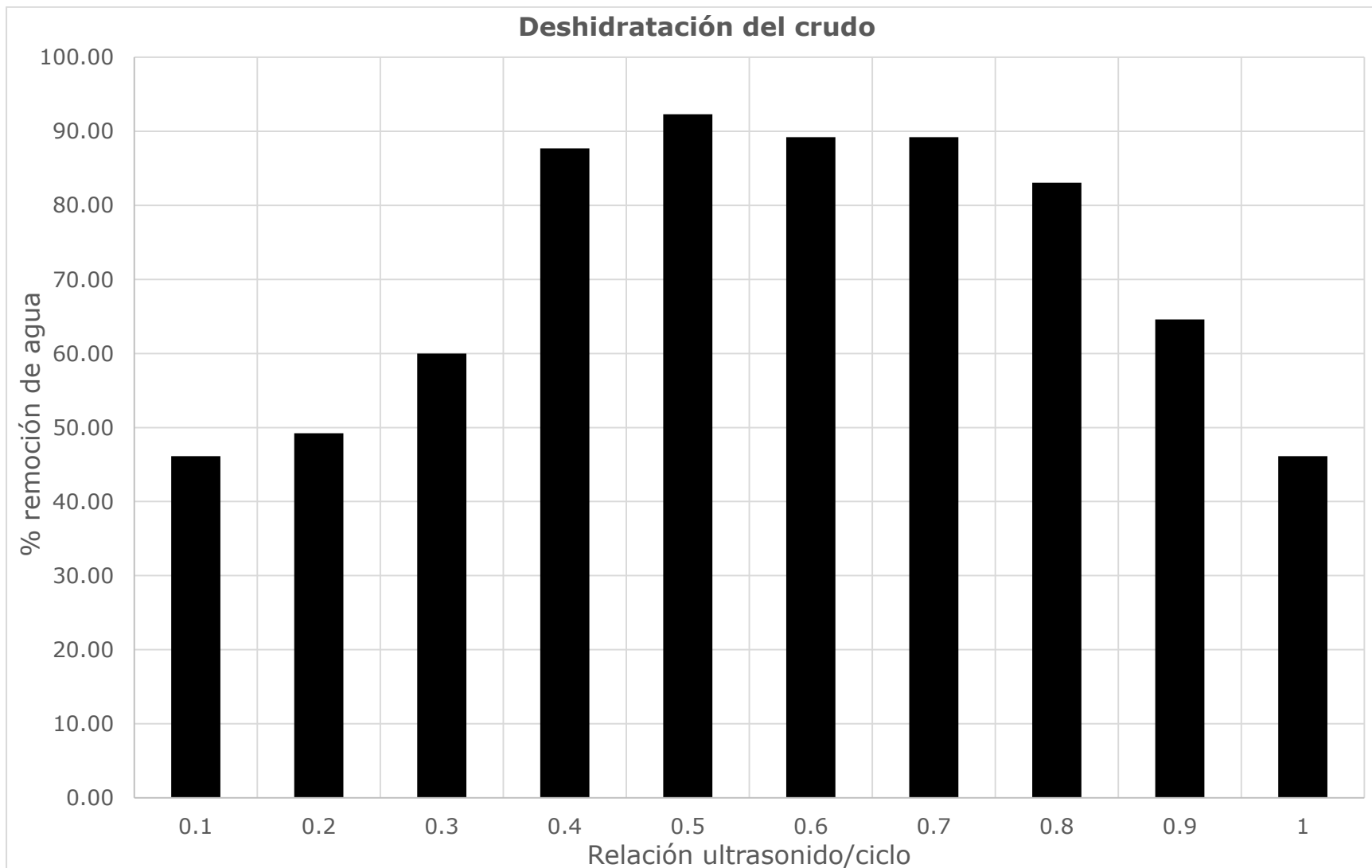
*Gráfica 3.11.- % de deshidratación vs tiempo*



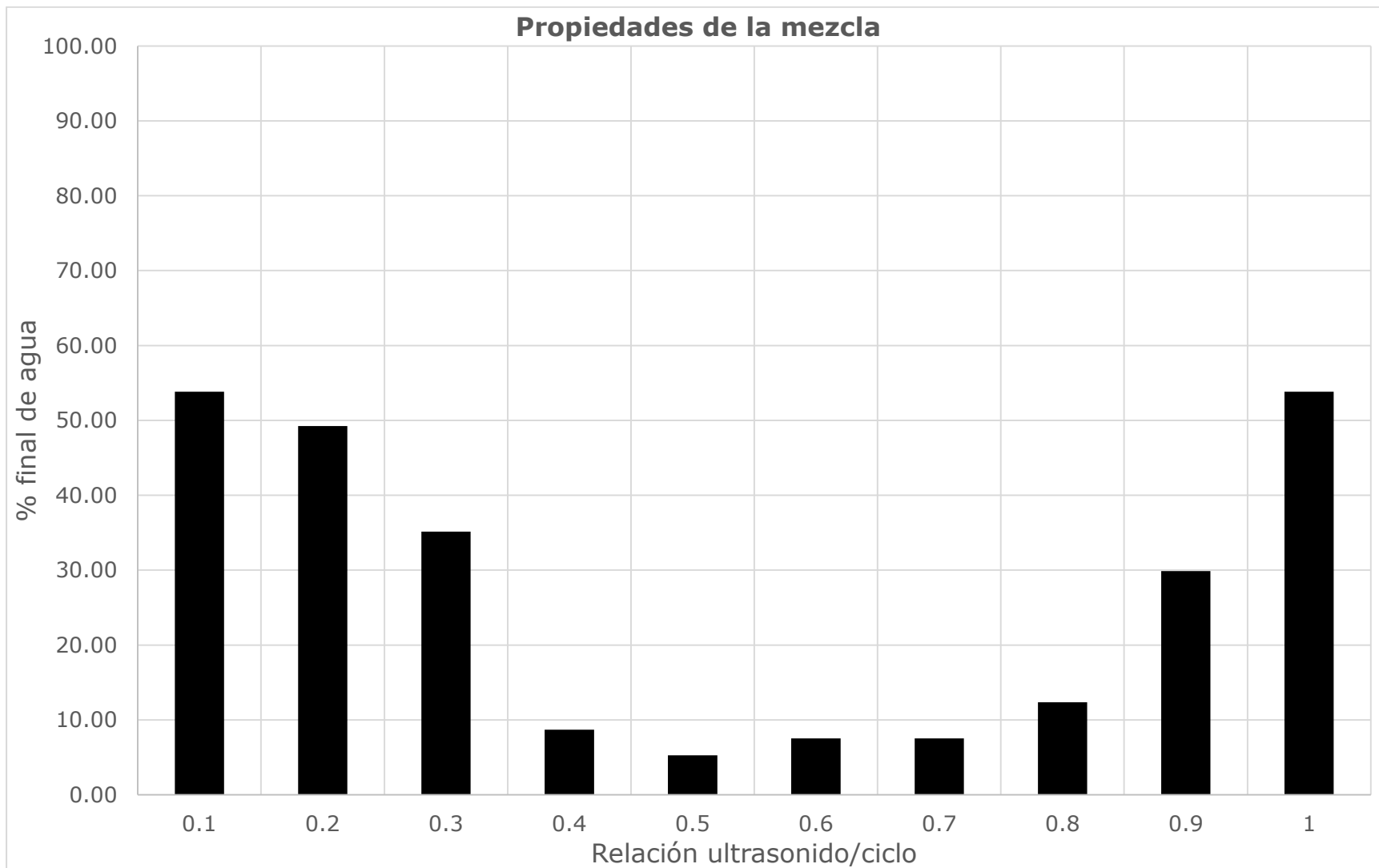
*Gráfica 3.12.- % final de agua vs tiempo*

Tabla 3.8.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido pulsado sin desemulsificante en el vaso de precipitados durante 6 min

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Ultrasonido total (s)</b>	<b>Relación ultrasonido/ciclo</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	36	0.1	30	46.15	53.85
100	65	72	0.2	32	49.23	49.25
100	65	108	0.3	39	60.00	35.14
100	65	144	0.4	57	87.69	8.70
100	65	180	0.5	60	92.31	5.26
100	65	216	0.6	58	89.23	7.53
100	65	252	0.7	58	89.23	7.53
100	65	288	0.8	54	83.08	12.36
100	65	324	0.9	42	64.62	29.87
100	65	360	1	30	46.15	53.85



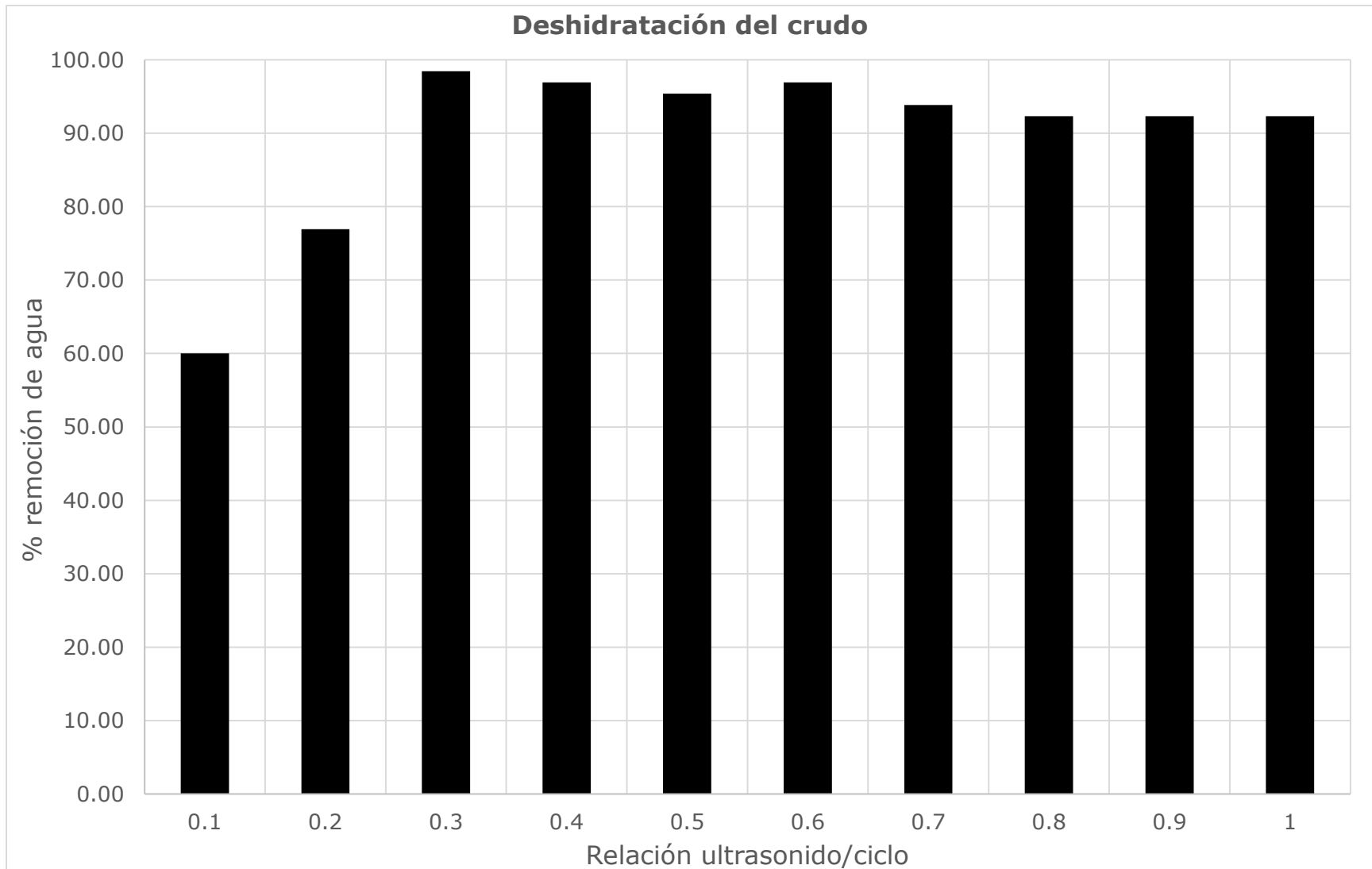
*Gráfica 3.13.- % de deshidratación vs relación de ultrasonido/ciclo*



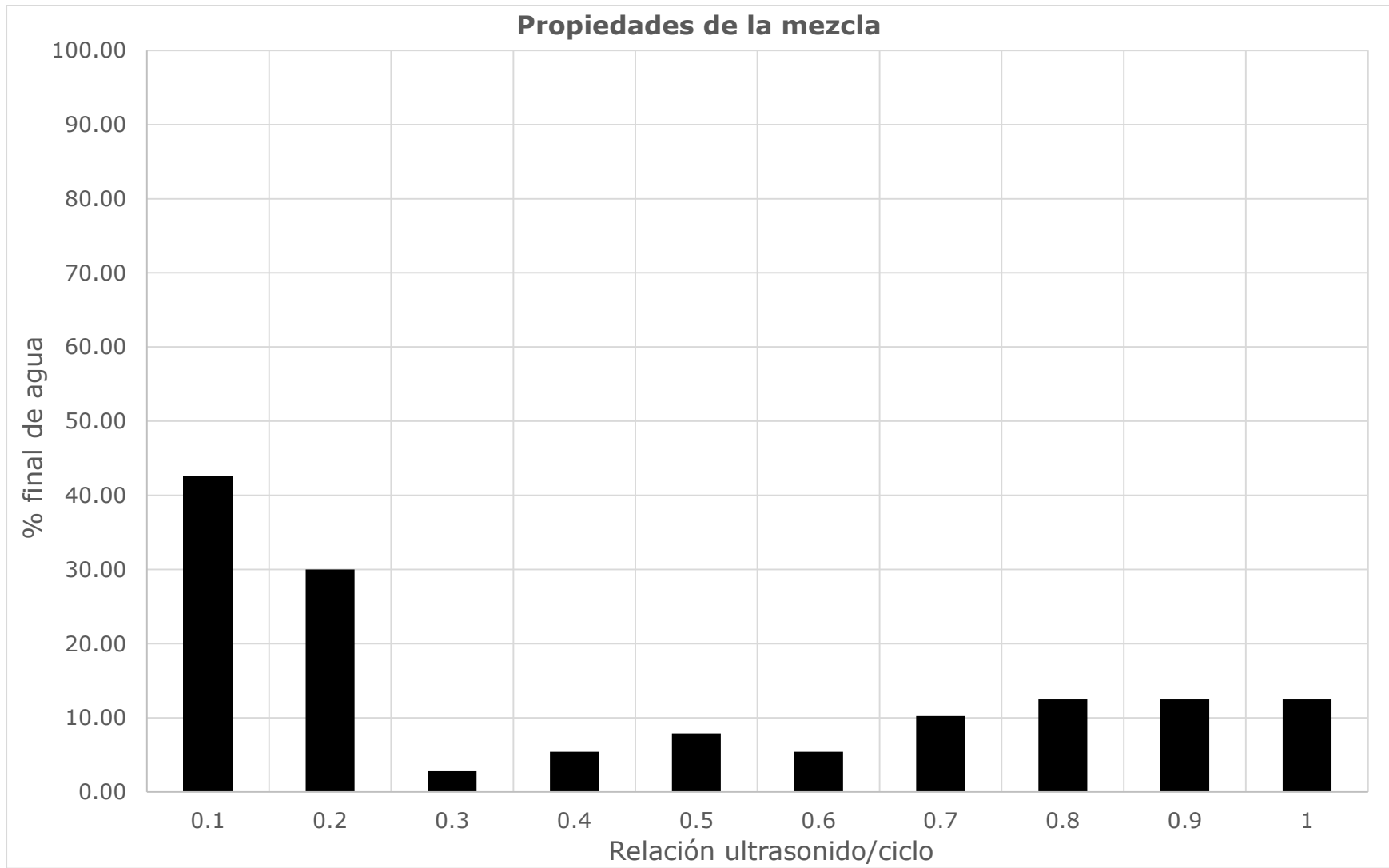
*Gráfica 3.14.- % final de agua vs relación ultrasonido/ciclo*

Tabla 3.9.- Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido pulsado con 0.15 g de desémulsificante en el vaso de precipitados durante 6 min

<b>Vol. crudo (mL)</b>	<b>Agua contenida (mL)</b>	<b>Ultrasonido total (s)</b>	<b>Relación ultrasonido/ciclo</b>	<b>Agua separada (mL)</b>	<b>% Agua separada</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
100	65	36	0.1	39	60.00	42.62
100	65	72	0.2	50	76.92	30.00
100	65	108	0.3	64	98.46	2.78
100	65	144	0.4	63	96.92	5.41
100	65	180	0.5	62	95.38	7.89
100	65	216	0.6	63	96.92	5.41
100	65	252	0.7	61	93.85	10.26
100	65	288	0.8	60	92.31	12.50
100	65	324	0.9	60	92.31	12.50
100	65	360	1	60	92.31	12.50



*Gráfica 3.15.- % de deshidratación vs relación ultrasonido/ciclo*



*Gráfica 3.16.- % final de agua vs relación ultrasonido/ciclo*





*Ilustración 3.5.- Muestra sin desemulsificante después de 24 horas de reposo*



*Ilustración 3.6.- Muestra con desemulsificante después de 24 horas de reposo*

## Capítulo 4.- Análisis de Resultados

En la tabla 4.1 se muestran los mejores resultados obtenidos de cada serie de experimentos.

*Tabla 4.1.- Comparación de los mejores resultados de cada serie de experimentos*

<b>Contenedor</b>	<b>Ultrasonido</b>	<b>Desemulsificante</b>	<b>Tiempo (segundos)</b>	<b>% Agua final en el crudo</b>
Embudo de separación	Continuo	No	240	32.69
Embudo de separación	Continuo	No	60	31.37
Embudo de separación	Continuo	Sí	120	7.89
Embudo de separación	Continuo	Sí	60	25
Vaso de precipitados	Continuo	No	180	22.22
Vaso de precipitados	Continuo	Sí	180	2.78
Vaso de precipitados	Pulsado	No	180	5.26
Vaso de precipitados	Pulsado	Sí	108	2.78

Los mejores valores de deshidratación son de 2.78% de contenido de agua final, pero tienen la diferencia que en uno se utilizó ultrasonido continuo y en el otro pulsado. Esto lleva a una diferencia en el tiempo de tratamiento ultrasónico aplicado, 108 segundos de ultrasonido pulsado contra 180 segundos de ultrasonido continuo. Esto indica que el ultrasonido pulsado es una mejor manera de tratar el crudo que el ultrasonido continuo.

En todas las series de datos presentados se observa que existe un pico donde la separación de las fases alcanza su máximo para después disminuir. Esto significa que el ultrasonido crea nuevamente la emulsión después de haber llevado a cabo la coalescencia de las gotas de agua, dado que una de las funciones del ultrasonido es crear emulsiones, lo cual también se probó en esta tesis. Esto se lleva a cabo por el efecto de cavitación que tiene el ultrasonido a esta frecuencia, las zonas de presión que se crean con este fenómeno causan la emulsificación de la mezcla ya que si una implosión se lleva a cabo en una interfase de los líquidos se genera nuevamente una emulsión. Por esta razón se dieron estos resultados. Esto lleva a pensar que a esta frecuencia de ultrasonido existe una constante desemulsificación/emulsificación dependiendo del estado de la mezcla, si una de las fases está emulsificada de manera homogénea dentro de la otra, entonces se va a llevar a cabo la desemulsificación, pero cuando se rompe la emulsión y las dos fases se empiezan a separar, se crea la emulsión otra vez.

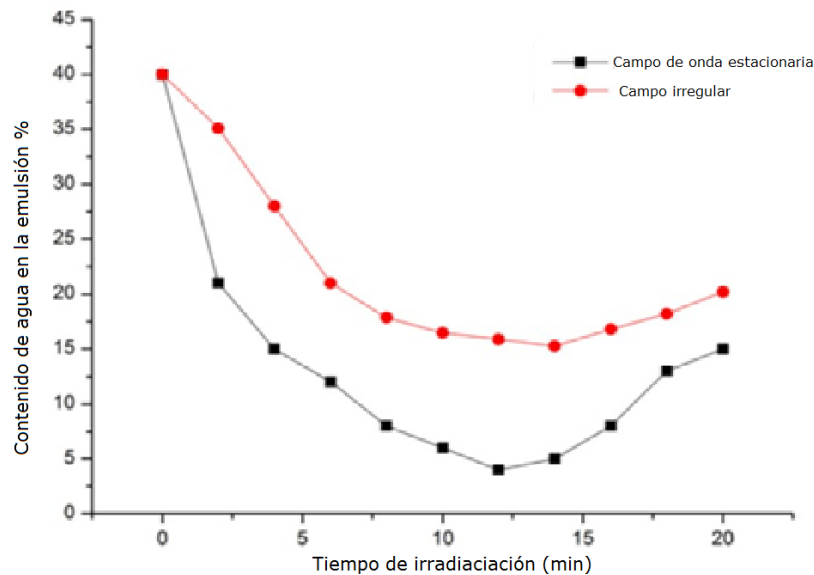
También se observa una mejora en los resultados de los experimentos que se llevaron a cabo en el vaso de precipitados a comparación de los resultados obtenidos en el embudo de separación. Esto se debe a la geometría misma de los contenedores, dado que el embudo de separación tiene un diámetro diferente dependiendo de la altura del mismo, la superposición de las ondas cambia, afectando de esa manera

los nodos y antinodos de presión, donde se da la aglomeración y coalescencia de las gotas de agua y por lo tanto la separación de las fases; en cambio en el vaso de precipitados cuando la onda ultrasónica es reflejada la superposición es constante ya que la distancia que existe desde el generador hasta la pared del vaso es la misma, creando nodos y antinodos más uniformes y mejorando la separación de las fases. La distancia óptima para esta separación se da en la ecuación 4.1:

$$d = \frac{n\lambda}{2} \quad (4.1)$$

*Distancia para crear una superposición acústica ideal*

Donde "d" es la distancia desde el generador hasta la pared, "n" es cualquier número real y "λ" es la frecuencia de la onda. Con cualquier distancia que cumpla esta ecuación los nodos y antinodos creados son ideales y la separación que se lleva a cabo sería la óptima.



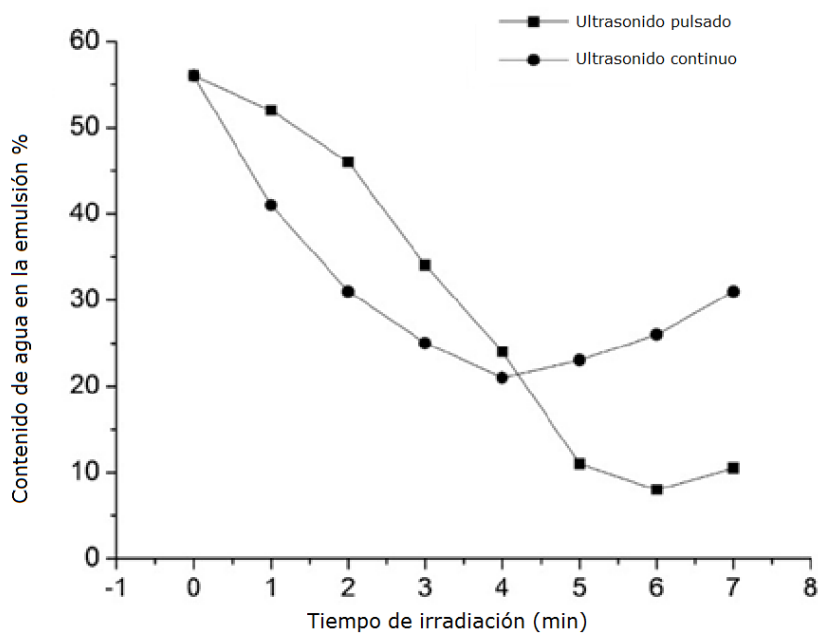
*Ilustración 4.1.- Efecto del tipo de campo ultrasónico en el contenido de agua de una emulsión (Frecuencia: 20 kHz; Intensidad Acústica: 0.4 W/cm<sup>2</sup>; Temperatura: 60°C) [27]*

A pesar de que las condiciones experimentales cambian, los resultados obtenidos en esta tesis, y la tendencia de los mismos, son similares a los resultados de la bibliografía consultada [29].

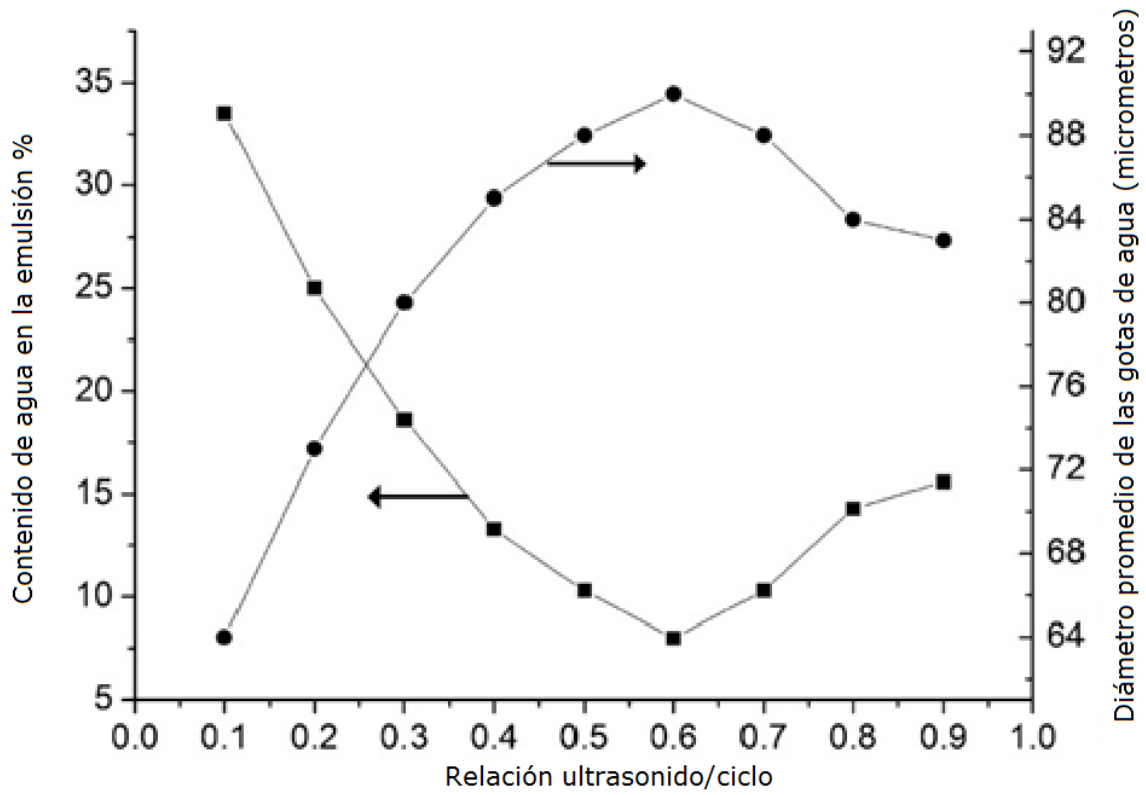
Aunque los resultados obtenidos tienen la tendencia esperada, también existía la suposición de que los resultados obtenidos después del máximo de separación no fueran tan alejados del pico mismo, ya que uno de los efectos del ultrasonido es el aumento de la temperatura, y según la bibliografía consultada [30], en la cual hacen experimentaciones a diferentes temperaturas, la separación de las fases aumenta junto con el aumento de la temperatura, ya que esto disminuye la viscosidad de las fases y facilita el movimiento de las partículas, lo cual a su vez facilita la coalescencia de las mismas y por lo tanto la separación de las fases. Aunque en los artículos consultados la temperatura se mantiene constante en esta tesis no se pudo controlar la temperatura, por lo que aumentaba con el paso del tiempo.

El efecto que se obtuvo al agregar el desemulsificante fue el esperado, mejoró notablemente la separación de las fases, aunque un efecto secundario que se obtuvo fue la coloración amarillenta del agua separada mientras que en los experimentos que se llevaron a cabo sin utilizar desemulsificante el agua separada era transparente. Esto indica que puede haber algo disuelto en el agua o incluso un poco de la fase orgánica en forma de emulsión gracias al desemulsificante que es un tensoactivo, se tendría que hacer un análisis del agua separada para confirmar que es lo que está presente y a partir de ese resultado ajustar los experimentos. Se podría cambiar la dosis del desemulsificante o el desemulsificante en sí pero se debe de tomar en cuenta que al hacer esto también se podría facilitar la emulsión de la fase orgánica en la fase acuosa, una mayor concentración de desemulsificante en la mezcla no significa una mejor separación.

Como se mencionó anteriormente el fenómeno de la cavitación crea problemas, ya que puede emulsionar otra vez lo que ya se había separado, esto se intentó controlar utilizando el ultrasonido pulsado, con esto se tendría el efecto de separación del ultrasonido, pero evitando tener seguido el efecto de la cavitación. Aunque la tendencia que se tiene es la misma, se observa que esto ayuda a la separación ya que, aun sin utilizar el desemulsificante, se obtienen resultados con menos del 10% de volumen de agua.



*Ilustración 4.2.- Comparación de los efectos de diferentes tipos de irradiación ultrasónica en la deshidratación de crudo [28]*



*Ilustración 4.3.- Efecto de la relación de pulso en la deshidratación de la emulsión [28]*

## **Capítulo 5.- Conclusiones y Perspectivas**

### **5.1.- Conclusiones**

A partir de los resultados obtenidos podemos decir que:

- Se logró adaptar la técnica descrita en diversos artículos para realizar las pruebas de deshidratación del crudo Maya API° 24.1 utilizando un generador de ultrasonido de frecuencia 20 kHz con una punta estándar de ½”(13 mm) para alta intensidad de potencia.
- Se obtuvo las mejores condiciones de deshidratación separando el 90% o más del agua emulsionada, para ultrasonido con pulso en una relación de tiempo de 0.3 de ultrasonido por ciclo de 10 segundos, con 0.15 g de desemulsificante (dodecil sulfato de sodio), para un tiempo de ultrasonido de 108 segundos y obteniendo 2.78% de contenido de agua en el crudo.
- En algunos casos se logró obtener una separación aceptable si se tratara de crudo que se procesa para mandar a refinación. Esto prueba que el método ultrasónico es utilizable para el proceso de pretratamiento de crudo.

Los resultados obtenidos en este trabajo son para un tipo de crudo en particular, para crudos de otras características (viscosidad, densidad y contenido de agua) se deberá determinar experimentalmente las mejores condiciones de deshidratación por ultrasonido.

### **5.2.- Perspectivas**

Aún se deben realizar más estudios experimentales utilizando el mismo método para mejorar los resultados y la eficiencia del mismo.

Algunas recomendaciones para futuras investigaciones:



1. Usar diferentes frecuencias de ultrasonido para estudiar el cambio en la eficiencia de separación. Dado que la separación depende de las características de la onda y de la reflexión de la misma los resultados se ven afectados por estos parámetros. El cambio en la frecuencia puede llevar a un cambio en el tiempo de irradiación, por lo que se podría disminuir los recursos utilizados. De igual manera los resultados mejoran si se utiliza una celda que tenga las dimensiones exactas para que la onda ultrasónica sea reflejada de forma ideal.
2. Al ser una separación de agua y crudo, la diferencia de densidades afecta los resultados. Por esto se recomienda estudiar el efecto que tiene este método en los diferentes crudos para encontrar la dependencia entre la separación y la diferencia de densidades. Si se junta esto y la primera recomendación, se encuentran relaciones óptimas para saber qué frecuencia de ultrasonido utilizar dependiendo del crudo a tratar.
3. Utilizar volúmenes de muestra de mayor tamaño. Como se dijo anteriormente las condiciones experimentales a nivel laboratorio son muy diferentes a las condiciones industriales, el volumen es la principal variable. Es necesario saber si este método funciona para muestras de tamaño industrial, o si se tiene que utilizar una fuente de ultrasonido con más potencia en la industria petrolera.
4. Como se observó, al agregar un desemulsificante mejora la separación. Ya que los desemulsificantes tienen diferentes estructuras químicas dependiendo de cuál se use, existen cambios en la eficiencia de la separación, o en la cantidad que es necesaria agregar para que tenga un efecto positivo en la separación.

## Lista de Ilustraciones

Número	Ilustración	Página
<b>Capítulo 1</b>		
1.1	Diagrama de Van Krevelen	3
1.2	Esquema general de refinación	12
<b>Capítulo 2</b>		
2.1	Emulsión aceite en agua y agua en aceite respectivamente	15
2.2	Tensión superficial	16
2.3	Desestabilización de una emulsión	17
2.4	Coalescencia eléctrica	20
2.5	Diferentes tipos de tensoactivos	23
2.6	Molécula de dodecil sulfato de sodio	24
2.7	Elementos de una onda	25
2.8	Ejemplo de reflexión y refracción	28
2.9	Difracción de una onda	29
2.10	Interferencia constructiva y destructiva	30
2.11	Superposición de una onda	31
2.12	Partículas con diferentes signos de contraste acústico expuestas a un campo acústico de onda estacionaria	33

<b>Capítulo 3</b>		
3.1	Generador y transductor ultrasónico	35
3.2	Embudo de separación recortado	38
3.3	Emulsión de agua y aceite creada con el generador ultrasónico	39
3.4	Diagrama de flujo para las experimentaciones	42
3.5	Muestra sin desemulsificante después de 24 horas de reposo	67
3.6	Muestra con desemulsificante después de 24 horas de reposo	67
<b>Capítulo 4</b>		
4.1	Efecto del tipo de campo ultrasónico en el contenido de agua de una emulsión (Frecuencia: 20 kHz; Intensidad Acústica: 0.4 W/cm <sup>2</sup> ; Temperatura: 60°C)	70
4.2	Comparación de los efectos de diferentes tipos de irradiación ultrasónica en la deshidratación de crudo	72
4.3	Efecto de la relación de pulso en la deshidratación de la emulsión	73

## Lista de Tablas

Número	Tabla	Página
<b>Capítulo 1</b>		
1.1	Composición elemental del petróleo	3
1.2	Clasificación del petróleo de acuerdo a sus densidades	4
1.3	Contenido de azufre en el crudo	5
1.4	Propiedades de los diferentes crudos mexicanos	6
1.5	Comparación de crudo mexicano y uno estándar	6
1.6	Precio promedio de exportación de petróleo crudo en dólares por barril	7
1.7	Exportación de petróleo crudo en miles de barriles diarios	8
1.8	Reservas probadas al cierre del 2012	9
1.9	Principales productores de petróleo en miles de barriles	10
1.10	Fracciones del petróleo crudo	11
<b>Capítulo 2</b>		
2.1	Diferentes sistemas coloidales	14
<b>Capítulo 3</b>		
3.1	Características del crudo	37
3.2	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido en el embudo de separación	43
3.3	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido en el embudo de separación	46
3.4	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido y agregar 0.15 g de desémulsificante en el embudo de separación	49
3.5	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido y agregar	52

	0.15 g de desemulsificante y 40 mL de agua extra en el embudo de separación	
3.6	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido en el vaso de precipitados	55
3.7	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido y agregar 0.15 g de desemulsificante en el vaso de precipitados	58
3.8	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido pulsado en el vaso de precipitados	61
3.9	Resultados obtenidos al aplicar ultrasonido pulsado y agregar 0.15 g de desemulsificante en el vaso de precipitados	64
<b>Capítulo 4</b>		
4.1	Comparación de los mejores resultados de cada serie de experimentos	68

### Lista de Ecuaciones

Número	Ecuación	Página
<b>Capítulo 1</b>		
1.1	Conversión de gravedad específica a densidad API	4
<b>Capítulo 2</b>		
2.1	Velocidad de asentamiento de una gota	18
2.2	Tiempo de separación de las fases de una emulsión	19
2.3	Fuerza de flotación de las partículas	34
<b>Capítulo 4</b>		
4.1	Distancia para crear una superposición acústica	70

## Lista de Gráficas

<b>Número</b>	<b>Gráfica</b>	<b>Página</b>
<b>Capítulo 3</b>		
3.1	% de deshidratación vs tiempo	44
3.2	% final de agua vs tiempo	45
3.3	% de deshidratación vs tiempo	47
3.4	% final de agua vs tiempo	48
3.5	% de deshidratación vs tiempo	50
3.6	% final de agua vs tiempo	51
3.7	% de deshidratación vs tiempo	53
3.8	% final de agua vs tiempo	54
3.9	% de deshidratación vs tiempo	56
3.10	% final de agua vs tiempo	57
3.11	% de deshidratación vs tiempo	59
3.12	% final de agua vs tiempo	60
3.13	% de deshidratación vs relación ultrasonido/ciclo	62
3.14	% final de agua vs relación ultrasonido/ciclo	63
3.15	% de deshidratación vs relación ultrasonido/ciclo	65
3.16	% final de agua vs relación ultrasonido/ciclo	66

## **Bibliografía**

- [1] Real Academia Española: Diccionario de la lengua española. <https://dle.rae.es/?id=SqSE0eH> [18 de febrero 2019].
- [2] Hevia, F. M. (1982). El origen del petróleo. COL-PA publicaciones del departamento de paleontología, 61-66.
- [3] Walters C.C. (2006). The Origin of Petroleum. En C.S. Hsu, Practical Advances in Petroleum Processing (págs. 79-101).
- [4] James H. Gary, Glenn E. Handwerck (2001). Petroleum Refining Technology and Economics. New York. Marcel Dekker.
- [5] <http://www.petroleum.co.uk/api> [27 de febrero 2019]
- [6] Sandoval A. Alan (1998). Los crudos mexicanos, sus características. Boletín IIE, año 22, volumen 22, número 3, mayo/junio
- [7] PEMEX (2019). Estadísticas petroleras, precio promedio de exportación de petróleo crudo.
- [8] PEMEX (2019). Estadísticas petroleras, volumen de las exportaciones de petróleo crudo.
- [9] Secretaría de Energía, Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027.
- [10] PEMEX (2019). Glosario de términos usados en la industria petrolera.
- [11] Secretaría de Energía, Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2002-2011.
- [12] IUPAC. Compendium of Chemical Terminology, 2nd ed. (the "Gold Book"). Compiled by A. D. McNaught and A. Wilkinson. Blackwell Scientific Publications, Oxford (1997). Online version (2019-) created by S. J. Chalk. ISBN 0-9678550-9-8. <https://doi.org/10.1351/goldbook>.

- [13] H. Mollet, A. Grubenmann (2001). Formulation Technology. Suiza: WILEY-VCH.
- [14] <http://altus.mx/metadatos/ALT~LABORATORIO/03/ALT~LABORATORIO~03~0003/introduccion.html> [07 de febrero 2020]
- [15] Goodwin J. (2004). Colloids and Interfaces with Surfactants and Polymers – An Introduction. Oregon, USA: John Wiley & Son, Ltd.
- [16] IUPAC. Compendium of Chemical Terminology, 2nd ed. (the "Gold Book"). Compiled by A. D. McNaught and A. Wilkinson. Blackwell Scientific Publications, Oxford (1997). Online version (2019-) created by S. J. Chalk. ISBN 0-9678550-9-8. <https://doi.org/10.1351/goldbook>.
- [17] Ortiz Diana. Effect of Surfactants on Asphaltene Interfacial Films and Stability of Water-in-Oil Emulsions. Master's Thesis: University of Calgary, Canada, 2009.
- [18] A. Moro Martínez, J. F. (2006). Separación del Agua del Petróleo por Acción del Campo Eléctrico. Revista Cubana de Química, 19-29.
- [19] Rosen M. J. (2004). Surfactants and Interfacial Phenomena. New York, USA: John Wiley & Sons.
- [20] Crowell B. (2001). Vibrations and Waves. California, USA: Light and Matter.
- [21] French A. P. (1971). Vibrations and Waves, The M.I.T. Introductory Physics Series. New York, USA: W. W. Norton & Company.
- [22] Pain H. J. (2005). The Physics of Vibrations and Waves. London, UK: John Wiley & Sons.
- [23] Thomas Leong, L. J. (2013). Ultrasonic Separation of Particulate Fluids in Small and Large Scale Systems: A Review. Industrial & Engineering Chemistry Research, 16555-16576.



- [24] Andreas Lenshof, T. L. (2015). Encyclopedia of Nanotechnology; Acoustophoresis, Lund, Sweden: Springer Science + Business Media.
- [25] Francisco J. Trujillo, P. J.-C. (2014). Separation of Suspensions and Emulsions Via Ultrasonic Standing Waves – A Review. Ultrasonics Sonochemistry, 2151-2164.
- [26] Datos proporcionados por el laboratorio de la USAIP en el edificio F de la Facultad de Química, UNAM.
- [27] Wei Xei, R. L. (2015). Acoustically Aided Coalescence of Water Droplets and Dehydration of Crude Oil Emulsion. Korean J. Chemical Engineering, 643-649.
- [28] Wei Xie, R. L. (2015) Pulsed Ultrasound Assisted Dehydration of Waste Oil. Ultrasonics Chemistry, 136-141.
- [29] X.-g. Yang, W. Tan & X.-f. Tan (2009). Demulsification of Crude Oil Emulsion Via Ultrasonic Chemical Method, Petroleum Science and Technology, 27:17, 2010-2020.
- [30] Guoxiang Ye, X. L. (2008). Application of Ultrasound on Crude Oil Pretreatment. Chemical Engineering and Processing, 2346-2350.
- [31] Guoxiang Ye, X. L. (2010). Desalting and Dewatering of Crude Oil in Ultrasonic Standing Wave Field. Journal of Petroleum Science and Engineering, 140-144.
- [32] Gautam D. Pangu, D. L. (2004). Acoustically Aided Separation of Oil Droplets from Aqueous Emulsions. Chemical Engineering Science, 3183-3193.
- [33] A. Chucheval, R. C. (2008). A Study on the Emulsification of Oil by Power Ultrasound. Ultrasonics Chemistry, 916-920.

- [34] Check, G. R. (2014). Two-Stage Ultrasonic Irradiation for Dehydration and Desalting of Crude Oil: A Novel Method. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 72-78.
- [35] Fabiane G. Antes, L. O. (2015). Feasibility of Low Frequency Ultrasound for Water Removal from Crude Oil Emulsions. *Ultrasonics Sonochemistry*, 70-75.
- [36] Fabiane G. Antes, L. O. (2017). Effect of Ultrasonic Frequency on Separation of Water from Heavy Crude Oil Emulsion Using Ultrasonic Baths. *Ultrasonics Sonochemistry*, 541-546.
- [37] Latham J. Stack, P. A. (2005). Factors Influencing the Ultrasonic Separation of Oil-In-Water Emulsions. *Ultrasonics Sonochemistry*, 153-160.
- [38] Mingxu Yi, J. H. (2017). Research on Crude Oil Demulsification Using the Combined Method of Ultrasound and Chemical Demulsifier. *Hindawi Journal of Chemistry*.
- [39] Muhammad Mohsin, M. M. (2015). Oil-Water De-Emulsification Using Ultrasonic Technology. *Ultrasonics Sonochemistry*, 573-579.
- [40] Susumi Nii, S. K. (2009). Quantitative Approach to Ultrasonic Emulsion Separation. *Ultrasonics Sonochemistry*, 145-149.
- [41] Xiaoming Luo, J. C. (2018). Phase Separation Technology Based on Ultrasonic Standing Waves: A Review. *Ultrasonics Sonochemistry*, 287-298.
- [42] Zhenjun Wang, S. G. (2018). Research on the Static Experiment of Super Heavy Crude Oil Demulsification and Dehydration Using Ultrasonic Wave and Audible Sound Wave at High Temperatures. *Ultrasonics Sonochemistry*, 1014-1020.

- [43] A. García López, D. N. (2009). Enhanced Acoustic Separation of Oil-Water Emulsions in Resonant Cavities. *The Open Acoustic Journal*, 66-71.
- [44] Gautam D. Pangu, D. L. (2007). Droplet Transport and Coalescence Kinetics in Emulsions Subjected to Acoustic Fields. *Ultrasonics*, 289-302.
- [45] Gholam Reza Check, D. M. (2013). Theoretical and Experimental Investigation of Desalting and Dehydration of Crude Oil by Assistance of Ultrasonic Irradiation. *Ultrasonics Sonochemistry*, 378-385.
- [46] Ivan U. Vakarelski, E. Q.-F. (2016). Acoustic Separation of Oil Droplets, Colloidal Particles and their Mixtures in a Microfluidic Cell. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 138-147.
- [47] Jinjie Shi, H. H. (2009). Continuous Particle Separation in a Microfluidic Channel Via Standing Surface Acoustic Waves. *Lab on a Chip*, 3354-3359.
- [48] Xiaoming Luo, J. C. (2017). An Experimental Study in the Coalescence Process of Binary Droplets in Oil Under Ultrasonic Standing Waves. *Ultrasonics Sonochemistry*, 839-846.
- [49] Xiaoming Luo, J. C. (2018). Study on Separation Characteristics of Water in Oil Emulsion Under Ultrasonics Standing Wave Field. *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification*, 214-220.
- [50] Ye Guoxiang, L. X. (2008). Pretreatment of Crude Oil by Ultrasonic-Electric United Desalting and Dewatering. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 564-569.