

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UNA METODOLOGÍA PARA LA  
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CONTAMINADO EN LABORATORIOS DE LA  
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

**Realizado por:**

**MILIE ANTONIETA ALAFIF RODRÍGUEZ**

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito  
parcial para optar al Título de Ingeniero Químico**

**Barcelona, enero de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UNA METODOLOGÍA PARA LA  
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CONTAMINADO EN LABORATORIOS DE LA  
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

**ASESOR**

---

**Ing. Químico Luis Moreno  
Asesor académico**

**Barcelona, enero de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UNA METODOLOGÍA PARA LA  
RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CONTAMINADO EN LABORATORIOS DE LA  
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

---

**Ing. Químico Luis Moreno**

**Asesor académico**

---

**Ing. Shirley Marfisi (Dra.)**

**Jurado principal**

---

**Ing. Yraima Salas (MSc)**

**Jurado principal**

**Barcelona, enero de 2011**

## **RESOLUCION**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual participará al Consejo Universitario”

## DEDICATORIA

A todas las personas que forman parte de mi vida y que me han acompañado en las buenas y las malas, a ellos les dedico este triunfo:

- A Dios, que me regaló cada día de mi vida en los que aprendí a ser un mejor ser humano, me da salud y fortaleza.
- A mi madre Emilia, por darme el ser, por su apoyo en todo momento y por todo su esfuerzo para sacarme adelante incentivándome a alcanzar mis metas. Igual a mis hermanos, espero este logro les sirva como motivación para que logren sus sueños. Que Dios me dé vida para verlos cumplir esta meta. Los amo.
- A Abraham Ch., quien en todo momento supo apoyarme, brindándome su comprensión, amor y tolerancia en situaciones difíciles. Me alentaste a seguir luchando por mis sueños, a ver las cosas desde un punto de vista positivo. Siempre serás parte de mi vida. Te amo.
- A mis abuelos por quererme tanto. Abuelo estés donde estés, sé que siempre me acompañas en cada momento y también cuanto querías estar conmigo en este momento, te quiero tanto. Mi abuela bella, le doy gracias a Dios porque ha permitido que estés presente y pueda darte esta alegría. Gracias por cuidarme siempre, eres un ser especial abuelita, te amo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por esclarecer mi camino y acompañarme día a día.

A mi madre, por confiar en mí y darme fuerza para seguir adelante. Tu esfuerzo, sacrificio y apoyo, convierte este logro como tuyo mami, un fruto que has cosechado y seguirás cosechando en esta vida. Te amo inmensamente.

A Abraham Ch., por su apoyo incondicional, cariño y estar allí siempre en cada momento de mi vida. Agradezco a Dios todos los días el haberte encontrado y que permita compartir a tu lado este logro. Tú me has enseñado que esta vida es hermosa y que con esfuerzo todo se puede lograr. Eres y seguirás siendo mi vida. Te amo.

A mi tutor Ing. Luis Moreno, por confiar en mí para la realización de este proyecto y permitirme aprender de sus conocimientos. Gracias por su dedicación, paciencia, constancia, amistad y apoyo que hicieron todo más llevadero en cada momento.

A la señora Estela, a la señora Isabel y al señor William por su apoyo, cariño y consejos. Gracias por quererme como una hija. Los quiero mucho.

A Gladys Peña, por su amistad brindada, escuchar y aclarar mis dudas durante la realización de este proyecto.

A la profesora Shirley Marfisi, por su colaboración durante el transcurso de esta investigación.

A la Universidad de Oriente, por brindarme la oportunidad de desarrollar esta carrera y muy especialmente a todos los profesores que directa o indirectamente fueron parte de mi formación integral como profesional.

## RESUMEN

En este trabajo de investigación se estudió experimentalmente una metodología para la recuperación de petróleo contaminado en laboratorios de la Universidad de Oriente, utilizando un tanque de lavado mejorado como equipo de deshidratación del petróleo, a escala de laboratorio. Se caracterizaron físicoquímicamente las muestras contaminadas A1, B1, C1 y D1, arrojando porcentajes de agua y sedimentos de 30, 27, 30 y 15%, respectivamente. Las muestras contaminadas se trataron en el sistema de deshidratación luego de haber seleccionado las concentraciones óptimas de los deshidratantes S1 (Nalco EC 2415 A), S2 (RM 443 DH) y S3 (RM 5453) utilizados para el tratamiento, mediante el ensayo de prueba de botella. Se usó como parámetro de selección del desemulsionante, el mínimo de estabilidad de las emulsiones, obteniéndose como mejor deshidratante para la muestra A1 el S2 (RM 443 DH) a una concentración de 300 ppm; para las muestras B1 y D1 el producto S1 (Nalco EC 2415 A) fue el más factible, a una concentración de 200 y 600 ppm respectivamente. En contraste con la muestra C1, el mejor deshidratante fue el S3 (RM 5453) a una concentración de 300 ppm. También se analizó el efecto del pH, en las muestras A1 y B1 recuperadas con pH cercano al valor neutro, se obtuvieron porcentajes de agua y sedimentos de 0,2 y 0,1 %v/v respectivamente; en la muestra C1 recuperada con pH básico (9 y 11) no se observó una separación apreciable de la emulsión, ya que el mejor resultado fue de 7 %v/v. En la muestra D1 recuperada con pH ácido (2 y 4), en un tiempo de residencia de 1 hora, se alcanzó un 0,1 %v/v de agua y sedimentos. Por último, se determinaron los porcentajes de eficiencia de las muestras estudiadas. Para las muestras A1, B1 y D1 (las dos primeras con pH neutro y la última con pH ácido) se obtuvieron porcentajes de eficiencia en la recuperación de petróleo de 99,33, 99,63 y 99,33% respectivamente; en cuanto a la muestra C1 el valor más alto fue de 76,67% con pH 9, pero con un pH 11 se obtuvieron valores bajos de hasta un 3,33% de eficiencia del proceso.

## CONTENIDO

RESOLUCION .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN .....	vii
CONTENIDO .....	viii
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN .....	9
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	10
1.2 OBJETIVOS .....	12
1.2.1 Objetivo general.....	12
1.2.2 Objetivos específicos.....	12
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO .....	13
2.1 Antecedentes .....	13
2.2 PETRÓLEO, TIPOS Y CARACTERÍSTICAS .....	14
2.3 SURFACTANTES Y CLASIFICACIÓN.....	16
2.4. LAS EMULSIONES Y SU CLASIFICACIÓN .....	18
2.5 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS.....	26
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA .....	33
3.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO SELECCIONADAS .....	33
3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO PRESENTE EN LA MUESTRAS CONTAMINADAS .....	40
3.3 ANÁLISIS DEL EFECTO DEL PH DEL AGUA EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES .....	43
3.4 DETERMINACIÓN DE LOS PORCENTAJES DE EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO .....	44
3.5 EQUIPOS, MATERIALES, SUSTANCIAS Y HERRAMIENTAS.....	44
3.6 DATOS EXPERIMENTALES.....	46
3.7 MUESTRA DE CÁLCULO .....	72

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	79
4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO .....	79
4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTE EN LA MUESTRAS CONTAMINADAS .....	80
4.3 ANÁLISIS DEL EFECTO DE PH DEL AGUA EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES ESTUDIADAS.....	86
4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PORCENTAJES DE EFICIENCIA EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO UNA VEZ APLICADA LA METODOLOGÍA ANTERIOR .....	93
4.5 CONCLUSIONES.....	94
4.6 RECOMENDACIONES .....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	98

## **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

Tarde o temprano, cualquier pozo petrolero llega a producir un porcentaje de agua superior a lo admisible, por esta razón es necesario remover el agua mediante las operaciones de deshidratación del petróleo. En el proceso de producción, éste emerge contaminado con salmueras subterráneas, las cuales pueden estar en forma libre o emulsionada en el petróleo; la reducción del agua emulsionada no es directa, es decir, el agua no se separa por sí sola debido a la estabilidad que le dan los surfactantes naturales a la emulsión, por tanto es necesario someter la emulsión a un sistema de deshidratación.

En el ámbito molecular, las sustancias se encuentran unidas mediante enlaces de tipo iónico y covalente. Al romperse esa estructura, las sustancias que tienen el mismo tipo de enlace son miscibles y las de diferente tipo son inmiscibles. El agua tiene enlaces covalentes polares y los hidrocarburos que forman el petróleo crudo tienen enlaces covalentes no polares, por lo que nunca podrán mezclarse.

La deshidratación de crudos es un proceso mediante el cual se separa el agua emulsionada producto de la producción de un importante número de pozos petroleros a nivel mundial. El mecanismo involucrado en este proceso aún hoy día no está totalmente comprendido y gran parte de las soluciones a problemas que se presentan, han sido desarrolladas principalmente en base a experiencias prácticas dirigidas a sistemas específicos (López, 2004).

Esta investigación tuvo por objeto estudiar experimentalmente una metodología para la recuperación de petróleo contaminado, generado en laboratorios de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Para lograr esto se aplicaron métodos de tratamiento mecánico, térmico y químico, a escala de laboratorio, con la finalidad de obtener petróleo libre de impurezas y con un contenido de agua aceptable para ser reusado nuevamente en las prácticas docentes.

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción de los pozos petroleros normalmente contiene una fracción importante de agua, ya sea ésta de origen natural o producto de las operaciones secundarias, la cual se encuentra asociada al petróleo una vez que se realiza su extracción. Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del petróleo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O) (Marfisi, Salager, 2004).

Para formar una emulsión se requiere la presencia de dos líquidos inmiscibles, agitación suficiente y un agente que estabilice la emulsión. Estas condiciones están presentes en las actividades de extracción de hidrocarburos, por lo que es imposible evitar la formación de emulsiones, lo que obliga a desarrollar técnicas para su desestabilización y rompimiento (deshidratación). El alto contenido de agua en el petróleo representa un problema en los procesos de extracción, distribución y refinación, ya que el petróleo debe cumplir con las especificaciones de calidad para los contratos de comercialización, los cuales usualmente exigen un máximo contenido de agua y sedimentos del 0.5% v/v para crudos medianos y livianos, además de 1% v/v para crudos más pesados (Vite, 2008)

Los agentes emulsionantes comúnmente encontrados en el petróleo incluyen asfaltenos, sustancias resinosas, ácidos orgánicos solubles en petróleo y otros materiales como hierro, zinc, carbonato de calcio, sílica, sulfato de aluminio y sulfito de hierro. El sulfito de hierro se encuentra especialmente en muchos crudos sulfurosos, las sustancias mencionadas se encuentran usualmente en forma de películas que cubren las gotitas de agua en la interfase agua-petróleo. En una emulsión, el líquido dispersado en pequeñas gotas se conoce como la fase interna y la fase que rodea las gotas se denomina externa o continua (De La Cruz, 2003).

Debido a la facilidad con que se forman emulsiones estables, se requieren costosos equipos de separación; sin embargo, con la información referente a las características del crudo y las propiedades de la emulsión es posible realizar pre-

tratamientos con desemulsionantes o a través de equipos especialmente diseñados con el objeto de evitar o disminuir la formación de emulsiones W/O. La demulsión del petróleo forma parte integral de su producción; por medio de la desestabilización y ruptura de las emulsiones se elimina el contenido de agua presente en el petróleo para que éste cumpla con las especificaciones de comercialización (Pérez, Tapia, 2007).

Un desemulsionante es una molécula con carácter hidrofílico/lipofílico parcialmente soluble en la fase continua (aceite) y en la fase dispersa (agua). Dependiendo del tipo de petróleo y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación: químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O (Marfisi, Salager, 2004).

En la búsqueda de una solución a la problemática planteada, esta investigación tuvo como fin el estudio experimental de una metodología para la recuperación de petróleo contaminado en laboratorios de la Universidad de Oriente, implementando una combinación de métodos térmicos y químicos con uno mecánico, usando para ello un tanque de lavado a escala de laboratorio para la separación factible de la emulsión agua en crudo.

El trabajo se realizó en el laboratorio de Sistemas Dispersos y Ambiente del Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Para alcanzar el objetivo principal de esta investigación, las muestras de petróleo contaminadas se caracterizaron físicoquímicamente, luego se aplicó un procedimiento para la recuperación de petróleo contaminado, tomando muestras de desechos acumulados en laboratorios de la universidad. El agua contenida en las muestras se decantó y se les realizó variaciones en el pH, que en un principio era muy cercano al valor neutro. Para obtener un barrido de los valores de la escala de pH que va desde 0 a 14, a dos muestras de petróleo contaminadas no se les varió su valor inicial de pH conservándolo neutro; en cambio a dos muestras se les modificó su valor inicial de pH, obteniéndose un pH ácido (entre 2 y 4) en una de las muestras, agregando una solución de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ , 50 %V/V) y en la otra

muestra se obtuvo un pH básico (entre 9 y 11), añadiendo una solución de hidróxido de sodio (NaOH, 1 %m/v). Posteriormente se formó la emulsión y se analizó el efecto de las modificaciones del pH en la estabilidad de las emulsiones. Finalmente, se determinaron los porcentajes de eficiencia en la recuperación de petróleo después de haber aplicado la metodología planteada anteriormente.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estudiar experimentalmente una metodología para la recuperación de petróleo contaminado en laboratorios de la Universidad de Oriente.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Caracterizar físicoquímicamente las diferentes muestras de petróleo contaminadas.
2. Aplicar un procedimiento para la recuperación del petróleo presente en las muestras contaminadas.
3. Analizar el efecto de pH del agua en la estabilidad de las emulsiones estudiadas.
4. Determinar los porcentajes de eficiencia en la recuperación de petróleo una vez se haya aplicado la metodología anterior.

## **CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Antecedentes**

Marín (2009) desarrolló una metodología experimental para la recuperación de crudo contaminado, mediante un proceso de deshidratación con tratamiento mecánico y químico. Seleccionó una serie de productos desemulsionantes usando la prueba de botella, tomando como criterio la eficiencia del producto para romper la emulsión W/O a la menor concentración. Diseñó un tanque de lavado a escala de laboratorio para realizar pruebas piloto, donde se trataron las emulsiones con los productos seleccionados. Finalmente después del tratamiento caracterizó fisicoquímicamente el petróleo deshidratado llegando a la conclusión que el desemulsionante Nalco EC2415-A fué el más eficiente a una concentración de 500ppm y un tiempo de residencia de 120 minutos.

Bogarín (2008) realizó una evaluación al sistema de deshidratación de crudo de la estación de flujo Musipán con la finalidad de establecer propuestas para la adecuación de su infraestructura según el incremento del volumen de agua asociada a la producción estimado para los años 2007 al 2025. Para esto realizó simulaciones de la hidráulica del sistema y efectuó análisis de laboratorio a muestras de crudo para determinar la gravedad API, viscosidad y porcentaje de agua y sedimentos, con lo cual calculó la eficiencia de los equipos de deshidratación y recomendó incrementar el tiempo y volumen de agua bombeado a esta planta.

Marfisi (2005) relacionó la estabilidad de emulsiones W/O con el proceso de deshidratación de crudos. Para tal efecto diseñó un deshidratador eléctrico, donde se realizó el rompimiento de la emulsión aplicando campo eléctrico y química deshidratante. Encontró que la velocidad de transferencia del deshidratante es acelerada con alcoholes, con una reducción sustancial de la tensión superficial. Interpretó el proceso de electrocoalescencia en tres etapas bien definidas. Enfatizó que el tiempo de equilibración aparente y el tiempo de escala son de importancia práctica para diseñar o minimizar el tiempo de residencia en los equipos de procesos

industriales para formular o romper emulsiones, lo cual está directamente relacionado con los costos de producción.

Pérez y Garfias (2002) realizaron un proceso de deshidratación de crudo estudiando experimentalmente las variables que afectan la rapidez de deshidratación y desalado del crudo Maya al aplicar un campo eléctrico de corriente continua. Para esto construyeron un deshidratador electrostático en operación por lotes tomando en cuenta las variables como voltaje, concentración de sal en fase acuosa, concentración de desemulsionante, porcentaje de agua emulsionada y temperatura. Estas variables las agruparon en un modelo y la comparación de éste con los datos experimentales mostró una precisión de  $\pm 10\%$ .

En esta investigación se evaluó una metodología para la recuperación de petróleo, implementando una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico, usando un tanque de lavado para obtener la mejor separación de la emulsión agua en petróleo. Además, en la selección del deshidratante, las muestras se trataron a bajas concentraciones para minimizar los costos de operación en la recuperación de petróleo y al agua contenida en las muestras de petróleo contaminado se les varió el pH y se analizó su efecto en la estabilidad de las emulsiones. Se tomaron varias muestras de laboratorios de la Universidad de Oriente y se realizaron corridas en el tanque de lavado que se encuentra en el laboratorio de Propiedades de Hidrocarburos para determinar la eficiencia del proceso. Además, al tanque de lavado se le realizó un cambio en la geometría del distribuidor con la finalidad de aumentar la eficiencia del equipo.

## **2.2 PETRÓLEO, TIPOS Y CARACTERÍSTICAS**

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos, compuesto en mayor medida por carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre, formado por la descomposición y transformación de restos animales y plantas que han estado enterrados a grandes profundidades durante varios siglos (Carrillo, 2008).

### 2.2.1 Tipos de petróleo

La presencia en diversas cantidades de cada uno de los elementos químicos (orgánicos e inorgánicos) que componen el petróleo, determinan sus características particulares como el color, densidad, viscosidad, entre otras, las que permiten clasificarlo de diferentes maneras. Los tipos de petróleo pueden ser determinados de distintos modos en función al criterio que se desee considerar como predominante, siendo los más comunes:

#### a) Por su composición química

Este tipo de clasificación depende estrictamente de la presencia de ciertos componentes químicos en el petróleo, así como de la unión de éstos en elementos más complejos. Su importancia radica en las características particulares que cada uno de estos elementos le añade al petróleo. Se puede clasificar en:

- **Parafínicos:** cuyo componente principal es el compuesto químico llamado parafina. Son muy fluidos y de color claro. Proporcionan una mayor cantidad de nafta (usada para obtener solventes de pintura, productos de lavado al seco o gasolinas) y lubricantes que los otros tipos de petróleo en el proceso de refinación.
- **Nafténicos:** siendo sus componentes principales los naftenos y los hidrocarburos aromáticos. Son petróleos muy viscosos y de coloración oscura. Generan una gran cantidad de residuos después del proceso de refinación.
- **Mixtos:** es decir, con presencia de ambos tipos de compuestos.

#### b) Por su densidad

La densidad ( $d$ ) es una propiedad física que mide la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. Por ejemplo, si se compara 1 kg de ladrillos con 1 kg de plumas se tiene que los ladrillos ocuparán un espacio menor que las plumas, y esto se debe a que los ladrillos tienen una mayor densidad, en otras palabras, ocupan una mayor cantidad de masa en un espacio menor.

La gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua, es decir, se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que ésta última. La clasificación propuesta por el Instituto de Petróleo Americano indica que a una mayor gravedad API el petróleo es más liviano, como se puede ver a continuación (Carrillo, 2008):

- Petróleo extrapesado:  $d > 1,0 \text{ g/cm}^3$ ,  $10 < \text{°API}$ .
- Petróleo pesado:  $d$  entre  $1,0-0,92 \text{ g/cm}^3$ ,  $10 < \text{°API} > 22,3$ .
- Petróleo mediano:  $d$  entre  $0,92-0,87 \text{ g/cm}^3$ ,  $22,3 < \text{°API} > 31,1$ .
- Petróleo ligero:  $d$  entre  $0,87-0,83 \text{ g/cm}^3$ ,  $31,1 < \text{°API} > 39$ .
- Petróleo superligero:  $d < 0,83 \text{ g/cm}^3$ ,  $\text{°API} > 39$ .

Cabe indicar que los petróleos ligeros son también los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio, ya que los costos tanto de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados. La gravedad API y la calidad del petróleo están íntimamente relacionados, los petróleos más ligeros tienen una mayor calidad, y requieren de menores costos para ser aprovechados que aquellos más pesados.

### c) Por la presencia de azufre

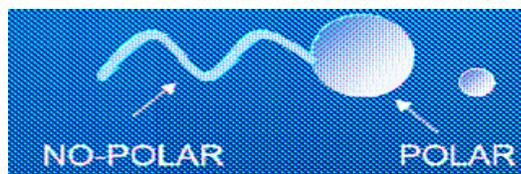
El azufre es uno de los componentes que están presentes en los hidrocarburos. Pero su presencia en los hidrocarburos implica la necesidad de mayores procesos de refinamiento, y por ende un mayor costo final, razón por la cual la presencia de azufre es también un determinante del valor comercial del petróleo. Así, tenemos que el petróleo puede clasificarse de 2 formas:

- **Petróleo dulce** (Sweet Crude Oil): Es aquel que contiene menos de 0.5% m/m de componentes sulfurosos, es decir, con presencia de azufre. Es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina.
- **Petróleo agrio** (Sour Crude Oil): Es aquel que contiene al menos 1% m/m de componentes sulfurosos en su composición. Debido a la mayor presencia de azufre su costo de refinamiento es mayor, razón por la cual es usado mayormente en productos destilados como el diesel, dado su menor costo de tratamiento.

## 2.3 SURFACTANTES Y CLASIFICACIÓN

Surfactantes, también conocidos como agentes tensioactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos. Los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos amfifílicos, o que contienen grupos no polares hidrófobos o lipofílicos, solubles en hidrocarburo (colas) y grupos polares hidrofílicos (cabezas) solubles en agua. Por ello son solubles en solventes orgánicos y en agua.

En la figura 2.1 se observa la representación de una molécula de surfactante (Norman, Trombetta, 2007).



**Figura 2.1 Representación de una molécula de surfactante (Norman, Trombetta, 2007).**

### 2.3.1 Tipos de surfactantes

Desde el punto de vista comercial los surfactantes se clasifican según su aplicación. Sin embargo se observa que muchos surfactantes son susceptibles de ser utilizados en aplicaciones diferentes, lo que provoca confusiones. Por tanto, se prefiere, clasificarlos de acuerdo a la estructura de su molécula, o más exactamente según la forma de disociación en el agua (Salager, 2002).

a) Surfactantes aniónicos: se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosuccinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.

b) Surfactantes noiónicos: están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. En solución acuosa no se ionizan, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad.

c) Surfactantes catiónicos se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico.

La combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres: aniónico y catiónico producen un surfactante llamado anfótero, como por ejemplo los aminoácidos, las betaínas o los fosfolípidos; ciertos anfóteros son insensibles al pH, otros son de tipo catiónico a pH ácido y de tipo aniónico a pH alto. Los anfóteros son en general tan caros como los catiónicos y por esta razón su utilización se reduce a aplicaciones particulares.

Hace unos veinte años surgieron los surfactantes poliméricos; estos son producidos asociando estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico, en forma de bloques o de injertos. Ciertos de estos surfactantes son indispensables en procesos donde están involucradas macromoléculas naturales como en la deshidratación de petróleo.

## **2.4. LAS EMULSIONES Y SU CLASIFICACIÓN**

Una emulsión es un sistema que contiene dos fases líquidas inmiscibles, una de las cuales está dispersada en la otra, y cuya estructura es estabilizada por un agente surfactante llamado emulsionante (Salager, 1999). La noción de estabilidad es por supuesto relativa, pero se refiere a una casi ausencia de cambio durante un período de tiempo suficientemente largo para el propósito de la aplicación práctica, lo cual puede variar de algunos minutos a algunos años (Salager, 1999).

En ausencia de surfactante, la dispersión líquido-líquido coalesce rápidamente (ejemplo aceite y vinagre). En presencia de un agente emulsionante, la emulsión puede presentar una cierta segregación gravitacional, pero la coalescencia de las gotas es notablemente retardada, aún cuando se tocan (ejemplo de la mayonesa). Las cantidades relativas de fase dispersa y de fase continua (referidas también como fase interna y fase externa) influyen notablemente sobre las propiedades. Debajo de 20% de fase interna se habla de una emulsión de bajo contenido de fase interna. En tales emulsiones se puede considerar que hay poca interacción de las gotas entre sí, lo que permite modelizar ciertos comportamientos. Al otro extremo están las emulsiones de alto contenido de fase interna, en las cuales las gotas de la fase interna ocupan más del 60-70% del volumen. En estas emulsiones las interacciones entre gotas dominan los efectos. Más allá de 75%, las gotas están literalmente al contacto y la emulsión se torna muy viscosa (Salager, 1999).

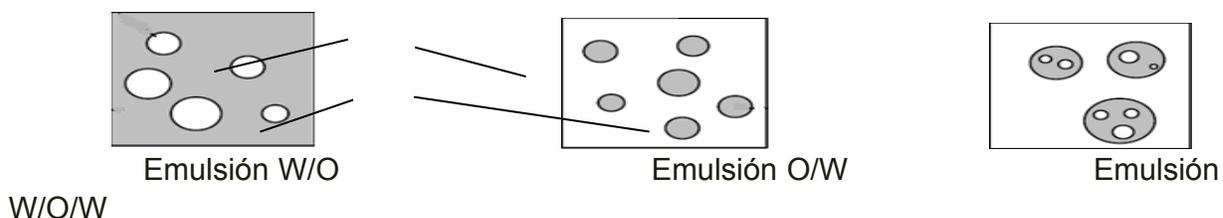
La concentración del agente emulsionante es variable, pero en la práctica existen dos límites. Debajo de una concentración mínima del orden de algunos miles de ppm (0,1%v/v por ejemplo), no hay bastante emulsionante para estabilizar la emulsión. Más allá de algunos porcentos (5% por ejemplo), no se gana nada aumentando la concentración del surfactante. En las aplicaciones prácticas se encuentra una concentración de emulsionante en el rango 0,2-3%v/v. Por razones de eficiencia y de costo se usa en general un emulsionante compuesto de una mezcla de varios surfactantes (Salager, 1999).

#### **2.4.1 Tipos de emulsiones**

En la mayoría de los casos en los cuales se hace una emulsión con dos líquidos inmiscibles, uno de los líquidos es una fase acuosa y el otro una fase aceite u orgánica. Se usarán las abreviaturas W (water) y O (oil) para dichas fases, ya que en castellano las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra (Salager, 1999).

- a) Aceite en agua (O/W): es una emulsión en la cual las gotas de aceite (O), se encuentran dispersadas en el agua (W). En la industria petrolera se denominan emulsiones inversas.

- b) Agua en aceite (W/O): es una emulsión donde las gotas de agua (W) están dispersas en aceite (O). Se llaman emulsiones normales en la industria petrolera.
- c) Aceite en agua en aceite (O/W/O): este tipo de emulsión no se encuentra con frecuencia y tiene una forma compleja. Está constituida por una fase continua de aceite que en cuyo interior se encuentran dispersas gotas de agua, que a su vez, forman una fase continua con pequeñísimos glóbulos de la fase oleosa.
- d) Agua en aceite en agua (W/O/W): es una emulsión formada por una fase continua de agua con una primera fase dispersa de aceite, que a su vez, tiene gotas de agua dispersas dentro de si. En la figura 2.2 se representan los tipos de emulsión.



**Figura 2.2 Tipos de emulsiones (Salager, 1999).**

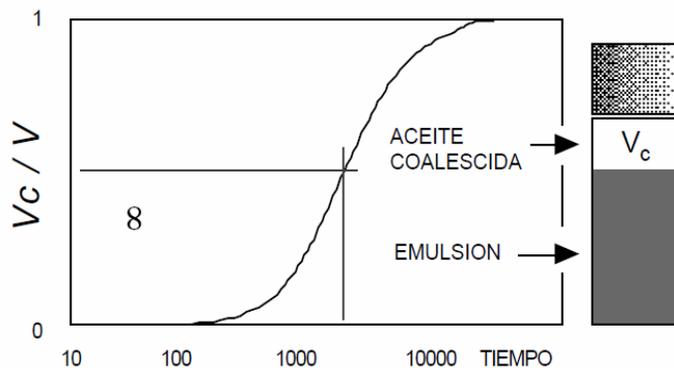
#### **2.4.2 La estabilidad de una emulsión**

Una emulsión es por definición un sistema termodinámicamente inestable y tarde o temprano debe separarse en dos fases. Es relativamente fácil decir que una emulsión se ha roto, pero es difícil definir experimentalmente un valor de su estabilidad. La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo. Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota con el tiempo. Desde el punto de vista experimental tal medición implica bien sea que se tome una muestra, bien sea que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa. El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse una sola vez, porque altera el estado del sistema (Salager, 1999).

Por lo tanto la estabilidad de una emulsión se relaciona en general con el volumen de las fases separadas. Después de algún tiempo el sistema se separa típicamente en tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas: la interna (coalescida) y la externa

(clarificada). Se ha demostrado recientemente que estos criterios dan resultados satisfactorios cuando se le da una interpretación adecuada.

La figura 2.3 indica la fracción de volumen coalescido en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen; este período de iniciación corresponde a la sedimentación de gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas “no se tocan”. En realidad las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre las interfases empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retardo.



**Figura 2.3 Fracción de volumen coalescido en función del tiempo (Salager, 1999).**

Cuando las películas llegan a alcanzar un espesor del orden de  $200 \text{ \AA}$ , son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen separado. Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva, cuya forma sigmoide puede interpretarse como la función acumulativa de una distribución normal o log-normal, lo que no es de extrañar por el carácter aleatorio del proceso de ruptura.

#### **2.4.2.1 Propiedades que intervienen en la estabilidad de las emulsiones**

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades (Marfisi, Salager, 2004):

a) Tensión interfacial. Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los

sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

b) Viscosidad de la fase externa. Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

c) Tamaño de la gota. Gotas muy pequeñas menores de 10  $\mu\text{m}$  generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

d) Relación de volumen de fases. Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

e) Temperatura. Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

f) pH. La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.

g) Envejecimiento de la interfase. A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

h) Salinidad de la salmuera. La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

i) Tipo de aceite. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

j) Diferencia de densidad. La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

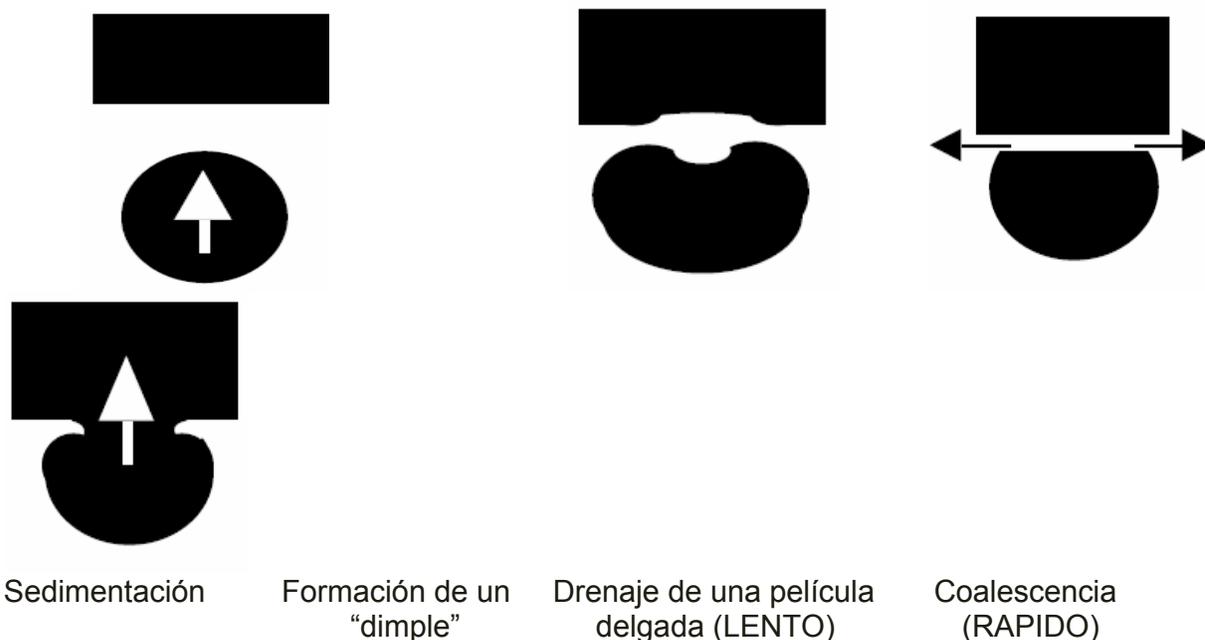
k) Presencia de cationes. Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

l) Propiedades reológicas interfaciales. Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni.

### 2.4.3. Mecanismos involucrados en la ruptura de las emulsiones

No es fácil estudiar el mecanismo de ruptura de una emulsión porque involucra muchas gotas a la vez. Por tanto los mecanismos elementales se estudian en general sobre un sistema más simple, por ejemplo aquél que presenta una sola gota de fase dispersada que se acerca a una interfase plana (Salager 1999).

La figura 2.4 ilustra el caso de una emulsión O/W, al enfocar la situación de una gota de aceite (negra) que se acerca a la interfase entre la fase continua de la emulsión (blanca), y la fase negra ya coalescida.



**Figura 2.4 Etapas de la coalescencia de una gota contra un plano (Salager, 1999)**

#### 2.4.3.1 Sedimentación

Primero la gota se desplaza en el campo de gravedad por el empuje de Arquímedes, según el proceso llamado sedimentación. La sedimentación gravitacional sigue la Ley de Stokes, que permite calcular la velocidad de caída o subida,  $v$  (Salager, 1999):

$$v = \frac{2R^2 g \Delta p}{9 \eta}$$

(ec. 1)

donde  $R$  es el radio de la gota, supuesta esférica y rígida,  $g$  la aceleración de la gravedad,  $\Delta p$  la diferencia de densidad y  $\eta$  la viscosidad de la fase externa

(contínua). En realidad la Ley de Stokes debería modificarse porque en el caso de una emulsión, varias gotas caen a la vez y existen interacciones entre ellas. Lo importante aquí no es el valor numérico sino el hecho de que la Ley de Stokes indica cuáles son los factores importantes. Así se nota que la velocidad de sedimentación es proporcional al cuadrado del radio y a la diferencia de densidad, y es inversamente proporcional a la viscosidad de la fase externa (Salager, 1999).

Como la sedimentación es la primera etapa en la ruptura de una emulsión, retardar la sedimentación equivale a aumentar la estabilidad, aunque no en forma necesariamente proporcional, porque la estabilidad puede depender en mayor grado de las otras etapas.

#### **2.4.3.2 Floculación-drenaje-coalescencia**

Cuando la gota se acerca de la interfase a una distancia netamente inferior a su diámetro (que el acercamiento se deba a la sedimentación o al movimiento browniano), entonces empiezan a actuar numerosos fenómenos producidos por la vecindad de las dos interfases:

a) Las fuerzas de Van de Waals se suman a la gravedad para promover la atracción entre las gotas.

b) Por otra parte la presencia de surfactante adsorbido en la interfase resulta en fuerzas repulsivas de índole electrostático o estérico.

c) El potencial global es atractivo y por tanto el acercamiento procede, retardado solamente por los fenómenos interfaciales dinámicos asociados con el drenaje de la película: efecto electroviscoso, viscosidad interfacial, gradiente de tensión. Al llegar la película a unos 100 Å de espesor se torna inestable, y se produce la coalescencia.

d) El potencial global es repulsivo a gran distancia y presenta una barrera elevada ( $> 15 \text{ kT}$ ); por tanto no procede el acercamiento y cualquier movimiento, en particular el movimiento browniano, puede alejar las dos interfases. En tal caso la distancia mínima alcanzada es siempre grande, mucho mayor que la requerida para desestabilizar la película, y por tanto la emulsión es estable.

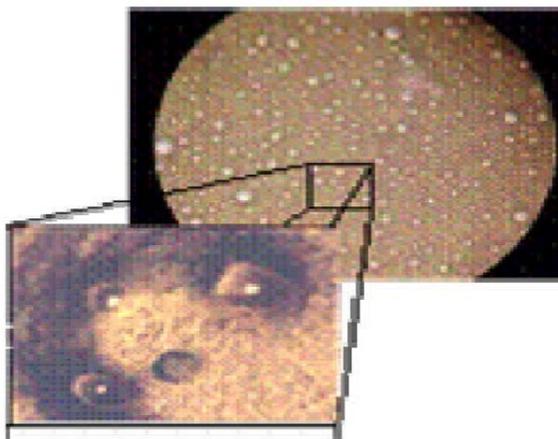
e) El potencial global posee un mínimo secundario (floculación) de poca energía y un mínimo principal (coagulación). Puesto que el potencial es atractivo hasta la distancia que corresponde al mínimo secundario, se produce la floculación y la emulsión presenta grupos de gotas floculadas. Si las condiciones son tales que la barrera de potencial excede la energía de la gota, entonces no se acercan más las gotas y la emulsión queda estable, aunque en estado floculado, lo que puede resultar en un cambio de propiedad, tales como la viscosidad. Si la base de potencial no es suficientemente alta, el acercamiento procede hasta la situación de coagulación, donde se produce la coalescencia.

f) La coalescencia, se basa en el transporte de materia de la gota hacia otra gota o hacia el fluido, es esencialmente instantáneo cuando la película ha adelgazado tanto que las perturbaciones interfaciales le puedan romper. En efecto cuando se rompe la película las fuerzas capilares puestas en juego son considerables; basta recordar como salpica una burbuja de jabón que se rompe para evaluar la magnitud de estas fuerzas.

## **2.5 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS**

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua (Marfisi, Salager, 2004).

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O). En la figura 2.5 se observa una microfotografía de una emulsión agua en petróleo.



**Figura 2.5 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo (Marfisi, Salager, 2004).**

### **2.5.1 Métodos de tratamiento para la deshidratación**

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O (Marfisi, Salager, 2004).

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba (Marfisi, Salager, 2004).

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos. El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado o gun Barrels, son

recipientes de tipo helicoidal concéntrico, que operan con una cantidad de agua adicional (colchón de agua). Su funcionamiento es de la siguiente manera: la emulsión entra al área de desgasificación donde se produce la liberación del gas remanente a través de un sistema de venteo y luego hace contacto con el agua de lavado.

El distribuidor se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto y favorecer la coalescencia. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten aumentar el tiempo de residencia. El crudo, por ser más liviano que la emulsión, asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al crudo deshidratado. Finalmente, para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

### **2.5.2 Tanques de lavado**

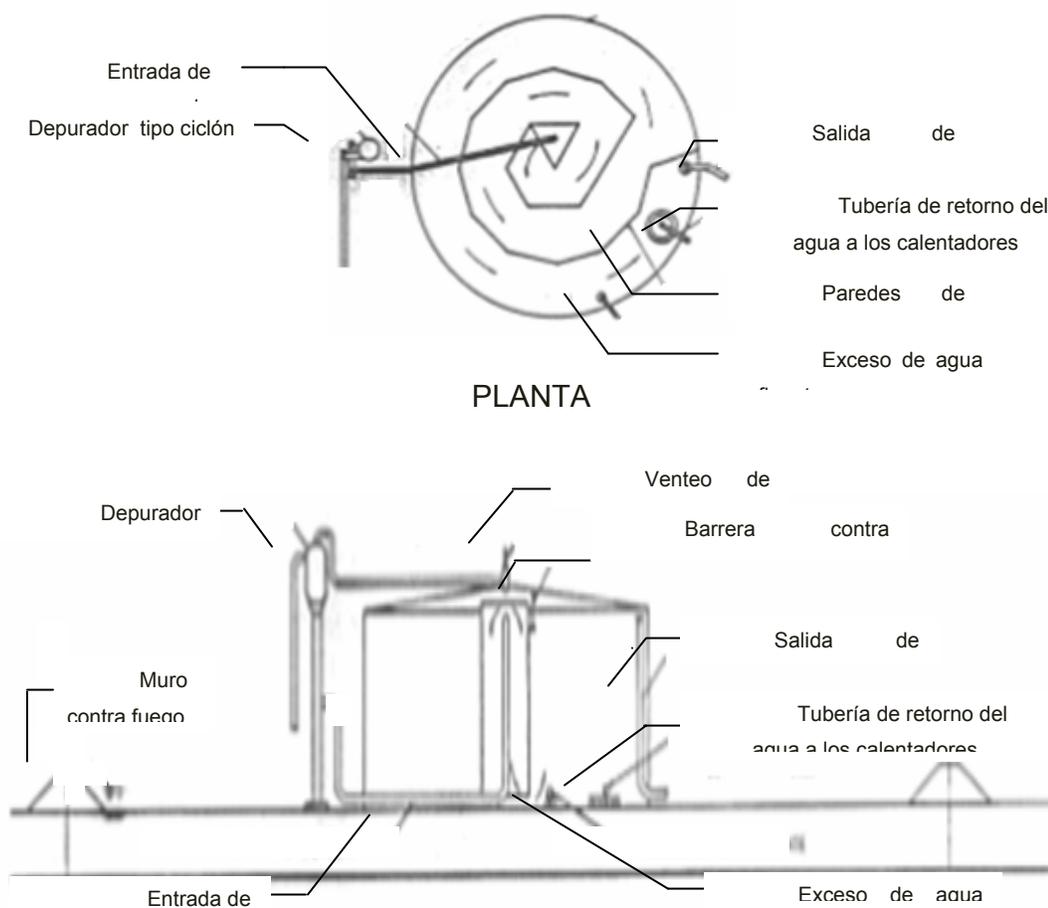
Los tanques de lavado se utilizan para la separación de agua en petróleo y el proceso de separación se basa en el principio de gravedad diferencial (el agua, por ser más pesada que el petróleo se asentará en el fondo de un tanque que contenga la mezcla de los dos). Sin embargo, la experiencia ha demostrado que las partículas más pequeñas de agua en las emulsiones, generalmente se rodean por películas de una materia suficientemente dura y estable (asfaltenos) para resistir la ruptura y evitar que se junten o reúnan las gotas de agua en un período de tiempo razonable (De La Cruz, 2003).

Las partes de un tanque de lavado son las siguientes y se encuentran señaladas en la figura 2.6.:

- a) Línea de entrada: tubería que sirve para conducir la emulsión de agua y petróleo hasta el tubo separador de gas.
- b) Tubo separador de gas: llamada también tubería conductora, es una tubería de gran diámetro por la cual pasa la emulsión antes de entrar al tanque. Esta tubería cumple tres funciones: primero, separa el gas de la emulsión, disminuyendo así la turbulencia dentro del tanque. El gas se descarga por la parte superior del tanque, lo cual hace que se conserve la presión atmosférica. Segundo, sirve de tanque de compensación para evitar que la emulsiones se introduzcan al tanque por las bocas de alta presión y por último

distribuye la emulsión a la sección de agua por medio de un esparcidor interno.

- c) Válvula de descarga de agua: sirve para controlar la cantidad de agua en el tanque de lavado.
- d) Línea descarga: conduce al petróleo limpio desde el tanque de lavado hasta los tanques de almacenaje.



**Figura 2.6 Representación de un tanque de lavado (De La Cruz, 2003).**

La emulsión que entra al tubo conductor de gas por la línea de entrada, está a presión atmosférica. Como se necesita cierta presión en el equipo aguas arriba del tanque de lavado, una cantidad de gas se libera cuanto la presión se reduzca a la de la atmósfera dentro del tanque y ese gas se elimina a través de la válvula de escape de gas en la parte superior del tanque. Hay dos capas por encima del nivel de agua libre en el tanque de lavado. Una capa intermedia de emulsión y otra superior de

petróleo limpio, no estando estas capas claramente definidas sino que se mezclan entre sí. La emulsión asciende con relativa facilidad por el agua libre una vez que sale del distribuidor de líquido, luego penetra en la capa de emulsión (donde su ascenso es más lento), y en la capa restante se asienta el petróleo y siendo más ligero que la emulsión, sube a la superficie. El petróleo limpio saliendo se retira por la salida del petróleo y pasa al tanque de almacenaje.

### **2.5.3 Selección de la concentración óptima de los desemulsionantes**

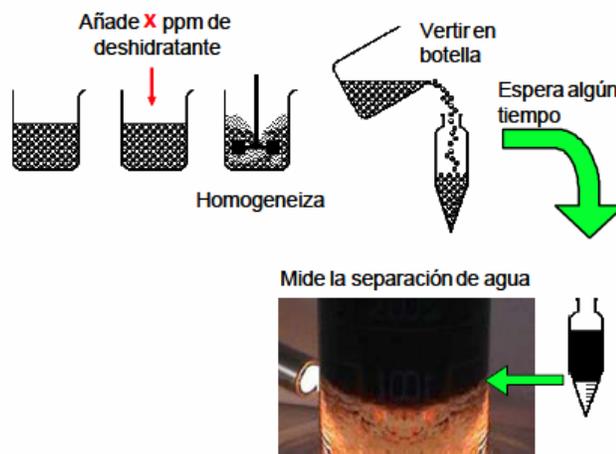
Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como prueba de botella, la cual se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm. Generalmente, los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W (Marfisi, Salager, 2004).

Las pruebas de botella ayudan a determinar cual desemulsionante puede ser más efectivo para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

- a) Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- b) Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- c) Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
- d) Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la figura 2.7 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se

colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{2}{3}$  del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.



**Figura 2.7 Procedimiento para la realización de la prueba de botella (Marfisi, Salager, 2004)**

En la figura 2.8 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

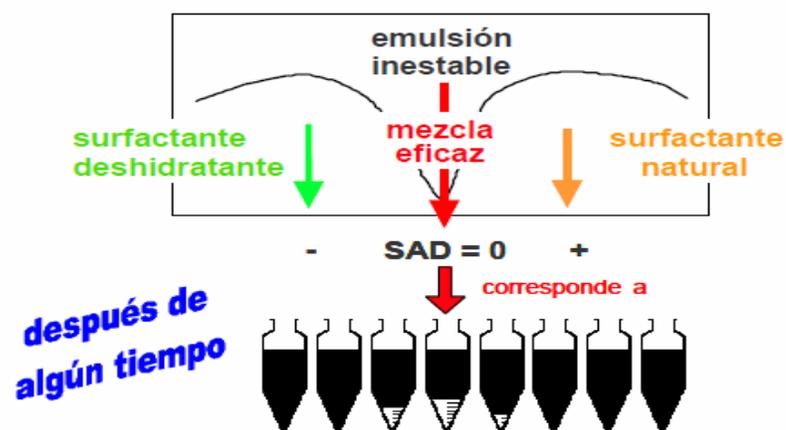


Figura 2.8 Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación (Marfisi, Salager, 2004).

## CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

La investigación realizada es de tipo experimental, descriptiva y comparativa, con la finalidad de estudiar experimentalmente una metodología para la recuperación de petróleo contaminado en laboratorios de la Universidad de Oriente. Por medio de la caracterización de las muestras de petróleo contaminadas procedentes de las prácticas de los laboratorios Propiedades de Hidrocarburos y de Refinación de los departamentos de Ingeniería Química y de Petróleo respectivamente, ubicados en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, se procedió a utilizar diferentes métodos para tratar las muestras de petróleo emulsionado.

### 3.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO SELECCIONADAS

Se identificaron las muestras de petróleo en función del tiempo de envejecimiento de la emulsión, usando letras y números como nomenclatura, tal como se expresa en la tabla 3.1, con el propósito de indicar el tiempo de envejecimiento y la procedencia de las muestras seleccionadas de petróleo contaminado.

**Tabla 3.1 Clasificación de las muestras de petróleo.**

Muestra	Tiempo de envejecimiento de la emulsión (meses)	Laboratorio de procedencia
A1	4	Petróleo
B1	7	Química
C1	10	Química
D1	12	Petróleo

Para llevar a cabo la caracterización fisicoquímica de las muestras de petróleo crudo y agua se usaron los métodos ASTM, IP y métodos estándar de análisis químico, los cuales se detallan a continuación.

### **3.1.1 Determinación del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) (método de centrifugación, ASTM D 96)**

Para determinar el porcentaje de agua y sedimentos presentes en las muestras de petróleo contaminadas, se procedió a utilizar el siguiente procedimiento:

- a) Agregar 5 ml de Xileno (solvente orgánico) y 5ml de muestra de petróleo contaminado a dos tubos centrifuga de 10 ml y agitar vigorosamente hasta homogenizar la mezcla.
- b) Sumergir los tubos en un baño de agua a 120°F por 10 minutos, y agitarlos 10 segundos, luego colocarlos en la centrifuga a una velocidad de 1500 rpm por un tiempo de 10 minutos. En la figura 3.1 se observa la centrifugadora empleada.
- c) Leer el volumen combinado de agua y sedimentos en cada tubo, centrifugar nuevamente los tubos hasta obtener tres lecturas consecutivas con resultados equivalentes. Los valores obtenidos se presentan en la tabla 3.2.



**Figura 3.1 Centrifugadora de tubos Clay Adams.**

### 3.1.2 Medición de la gravedad API, método del hidrómetro (ASTM D 287)

Este método se basa en el principio de Arquímedes y consiste en la medición de la gravedad API en condiciones especiales. El procedimiento se realizó de acuerdo a los siguientes pasos:

- a) Ajustar la temperatura de la muestra en su envase.
- b) Colocar un cilindro graduado de 1.000 ml limpio, seco y a temperatura ambiente, sobre un plano horizontal libre de corrientes de aire que varíen la temperatura de la muestra en más de 5 °F.
- c) Añadir muy lentamente la muestra en un cilindro, removiendo cualquier burbuja de aire en la superficie con papel secante.
- d) Introducir un termómetro y agitar cuidadosamente la muestra manteniendo la columna de mercurio sumergida en el líquido hasta que la temperatura se estabilice.
- e) Sumergir el hidrómetro en la muestra dejándolo descender suavemente, cuando éste permanezca en reposo presionarlo para que descienda dos divisiones de la escala y luego dejar que flote libremente, sin que toque las paredes del cilindro manteniendo el vástago seco para evitar se produzcan lecturas erróneas como se muestra en la figura 3.2.
- f) Leer la gravedad API, anotando la lectura más próxima al punto en el cual el nivel del líquido intercepta la escala del hidrómetro.
- g) Corregir la medición de gravedad a la temperatura estándar de 60 °F, utilizando las tablas respectivas de factores de conversión que se encuentran en el anexo A en las tablas A.1 y A.2. Los datos obtenidos se reportaron en la tabla 3.3.



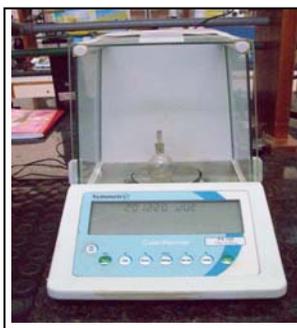
**Figura 3.2 Medición de la gravedad API.**

### **3.1.3 Determinación de la densidad (Método del picnómetro)**

La medición de la densidad del petróleo se realizó mediante el método del picnómetro, siguiendo los pasos que a continuación se presentan:

- a) Pesar el picnómetro vacío, el cual debe estar limpio y seco. En la figura 3.3 se visualiza la balanza digital utilizada y el picnómetro vacío dentro de ella.
- b) Llenar con la muestra y colocar su tapa; el líquido debe salir por el orificio de la tapa.
- c) Pesar el picnómetro lleno y determinar la densidad del crudo a temperatura ambiente.

Los datos obtenidos de densidad se muestran en la tabla 3.4.

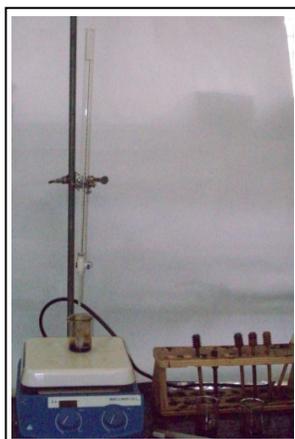


**Figura 3.3 Medición de la densidad.**

### 3.1.4 Obtención del umbral de floculación de asfaltenos (método de la mancha)

Este método permitió observar cuan dispersos se encontraban los asfaltenos en el petróleo, los cuales afectan la estabilidad de la emulsión. El procedimiento utilizado fue el siguiente:

1. Pesarse 3 g de la muestra en un vaso de precipitado de 50 ml, con n-Heptano contenido en una bureta. Se procede a titular, agregando inicialmente 0,2 ml de n-heptano, agitando la muestra.
2. Tomar una porción de la mezcla con un gotero y sobre un papel de filtro colocar una gota, observar la presencia de una aureola dentro de la gota formada en el papel de filtro, en la cual se indica la precipitación de los asfaltenos en el crudo. En la figura 3.4 se observa el montaje utilizado para obtener el umbral de floculación de asfaltenos.
3. Si no hay presencia de aureola, se sigue titulando con volúmenes de n-heptano, agitando la muestra. Los datos obtenidos para esta prueba se reportan en la tabla 3.5.



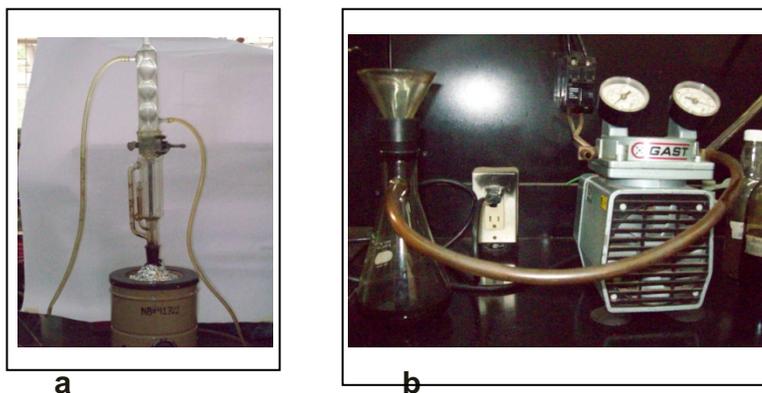
**Figura 3.4 Montaje para obtener el umbral de floculación de asfaltenos.**

### 3.1.5 Determinación del contenido de asfaltenos (IP 143-57)

El contenido de asfaltenos en las muestras respectivas, se obtuvo siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

1. Colocar 100 ml de la muestra en un vaso de precipitado y calentar hasta 500 °F.

2. Pesar aproximadamente 3 g del residuo sólido y colocarlo en un balón de 250 ml, luego añadir 150 ml de n-Heptano.
3. Dejar hervir la muestra bajo reflujo en un extractor Solxhet por una hora, luego retirar el balón y dejarlo enfriar tapado por 3 horas, como se muestra en la figura 3.5 a.
4. Filtrar la muestra con papel de filtro, habiendo limpiando varias veces el recipiente con n-heptano caliente. De esta manera se obtiene en la solución de filtrado los naftenos o petrolenos (ceras, aceites y resinas) y sobre el papel de filtro quedan los asfaltenos, como se muestra en la figura 3.5 b.
5. Someter el precipitado remanente en el papel de filtro a reflujo en el extractor con benceno durante dos horas.
6. Colocar el benceno con los asfaltenos disueltos a una cápsula de evaporación limpia y seca, previamente pesada, calentando hasta que el benceno se evapore.
7. Dejar enfriar la cápsula con los asfaltenos y pesarla. Los valores obtenidos se presentan en la tabla 3.6.

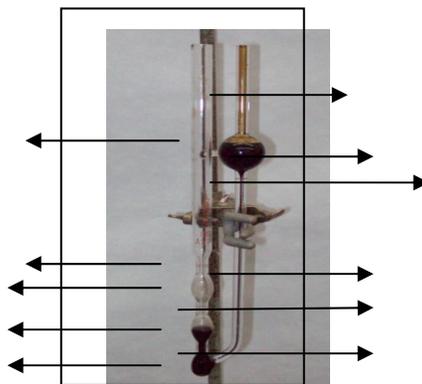


**Figura 3.5 Montaje para determinar el contenido de asfaltenos. (a) Extractor Solxhet, (b) Filtración al vacío.**

### **3.1.6 Determinación de la viscosidad cinemática (método ASTM 445)**

La viscosidad es la medida de la resistencia que ofrece un líquido a fluir. En la medición de la viscosidad de las muestras se utilizó el viscosímetro Canon-Fenske (flujo reversible) para líquidos opacos, para su aplicación se procederá según los siguientes pasos, en la figura 3.6 se observa el viscosímetro Canon-Fenske utilizado y se señalan sus partes:

1. Invertir el viscosímetro, sumergiendo el tubo E en la muestra y succionar el líquido mediante la propipeta colocada en el tubo F, hasta la marca G, como indica la figura 3.6.
2. Colocar el equipo en su posición normal, limpiando por fuera los restos de muestra.
3. Esperar que la muestra fluya a través del tubo capilar H hasta aproximadamente la mitad del bulbo B y esperar que la muestra ascienda, como se observa en la figura 3.6.
4. Medir el tiempo (en segundos) que tarda en fluir la muestra desde la línea K hasta la línea J (bulbo C) e inmediatamente el tiempo de flujo desde la línea J hasta la línea I (bulbo D). Los datos obtenidos se reportan en la tabla 3.7.



**Figura 3.6 Viscosímetro Canon-Fenske (flujo reversible) para líquidos opacos.**

### 3.1.7 Medición del pH del agua contenida en las muestras de petróleo

Para la medición del pH se procedió de la siguiente manera:

1. Agregar la cantidad de agua contenida en las muestras de petróleo en un vaso de precipitado.
2. Introducir el electrodo del medidor de pH en el agua y anotar la lectura medida. Por último se repite la medición para mejores resultados. En la figura 3.7 se visualiza el medidor de pH utilizado para realizar la medición.



**Figura 3.7** Medidor de pH.

### **3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO PRESENTE EN LA MUESTRAS CONTAMINADAS**

En esta fase de la investigación se realizó con la finalidad de romper las emulsiones agua-petróleo (W/O), cumpliendo los siguientes pasos:

#### **3.2.1 Selección del deshidratante**

Para seleccionar los mejores desemulsionantes y sus respectivas concentraciones óptimas, se empleó la prueba de botella. Los deshidratantes con mejores resultados fueron: Nalco EC 2415 A, RM 443 DH y RM 5453 que en esta investigación se denotan con la siguiente nomenclatura S1, S2 y S3, respectivamente. Estos deshidratantes fueron seleccionados siguiendo los resultados obtenidos en un trabajo de grado anterior a esta investigación, elaborado por Marín (2009) en la Universidad de Oriente. En su investigación realizó pruebas de botellas a concentraciones de 500, 1.000, 3.000, 5.000 y 10.000ppm con muestras de desechos, de propiedades físicoquímicas similares, y obtuvo como mejores deshidratantes Nalco EC 2415 A, RM 443 DH y RM 5453 de los seis productos comerciales que utilizó, las propiedades de estos deshidratantes se encuentran en el anexo A en la tabla A.4; cabe destacar que esa investigación se diferencia en este punto con la actual, ya que Marín trabajó a altas concentraciones de deshidratante.

Cada una de las muestras (A1, B1, C1 y D1) se colocaron en tubos de ensayo graduados de 10ml, fueron dosificadas con concentraciones de los deshidratantes comerciales seleccionados de 50, 100, 200, 300, 400, 500 y 600 ppm. Luego se agitaron las muestras y se colocaron en un baño termostático a una temperatura de 45°C. Por último se tomaron lecturas cada 5 minutos del volumen de agua coalescida

en cada uno de los tubos durante tres horas, como se observa en la figura 3.8. Los volúmenes obtenidos se reportaron desde la tabla 3.8 a la 3.19.

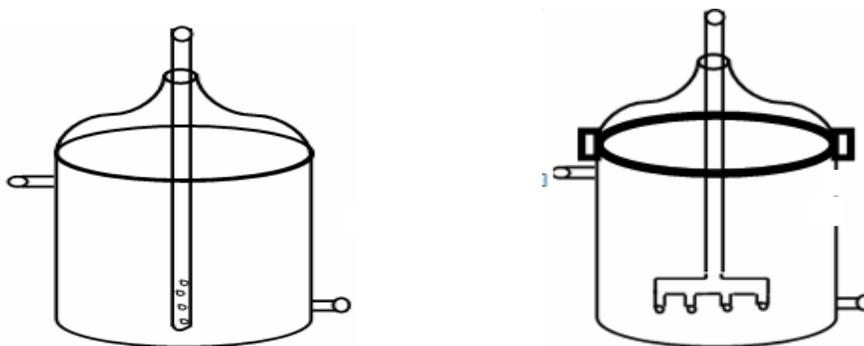


**Figura 3.8 Separación del agua del crudo en algunas pruebas de botella.**

### **3.2.2 Modificación del tanque de lavado utilizado a escala de laboratorio**

El tanque de lavado utilizado para la recuperación de petróleo consta de un tanque cilíndrico con una capacidad de 600 ml, el cual tiene una tapa removible por donde se incorpora al sistema la muestra de petróleo, a través de un tubo de vidrio con orificios en la parte lateral lo que funcionaba como distribuidor de líquido. El tanque tiene dos boquillas laterales, una colocada en el fondo por donde sale el agua separada de la emulsión y la otra, ubicada en el tope del envase, por la cual sale el petróleo recuperado. Este equipo está construido en vidrio para una mejor visualización del proceso de ruptura de la emulsión.

Para esta investigación se realizó una mejora en el distribuidor de líquido modificando su geometría, semejando a una regadera, esto con la finalidad de generar una mayor superficie de contacto en la interfase agua-petróleo para alcanzar un mayor volumen de agua separada y de esta manera obtener petróleo recuperado con el menor porcentaje de agua. El nuevo distribuidor tiene dimensiones de 5 mm de diámetro en el tubo de vidrio y 4 orificios de 1 mm de diámetro cada uno. También se le añadió al equipo un sujetador, ya que la tapa no cerraba herméticamente el tanque y por lo tanto esto favorecía a la fuga de vapores. En la figura 3.9 se observa una representación del equipo y del cambio realizado en la geometría del distribuidor y el nuevo sujetador de la tapa del tanque de lavado.



Tanque de lavado original

Tanque de lavado mejorado.

**Figura 3.9 Representación del equipo y de los cambios realizados en el distribuidor de líquido.**

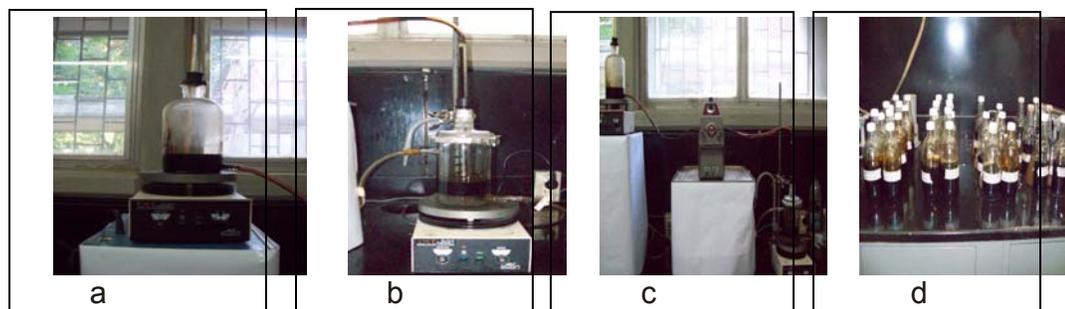
### **3.2.3 Aplicación del procedimiento para la recuperación de petróleo en el equipo experimental**

El equipo de deshidratación de petróleo a escala de laboratorio, posee un recipiente de vidrio que funciona como tanque de almacenamiento de la emulsión con una capacidad de 1000 ml, en éste se trata la emulsión térmicamente llevando su temperatura a 45°C, se le agrega el deshidratante y se somete a una agitación de 500 rpm, luego por la boquilla inferior sale la emulsión agua-petróleo la cual es succionada por una bomba peristáltica conectada al recipiente, como se observa en las figuras 3.10(a) y (c).

Posteriormente, la emulsión entra al tanque de lavado a través del tubo de vidrio del distribuidor de líquido, a un flujo de 400 ml/h para un tiempo de residencia de 1 hora y de 270 ml/h para un tiempo de 1 ½ hora. Al salir la emulsión por los orificios del distribuidor, entra en contacto directo con un colchón de agua de 120 ml de volumen (20% del volumen del tanque de lavado) precalentado a 45 °C, con la finalidad de incrementar la coalescencia de las gotas de agua contenidas en la emulsión. El colchón de agua del tanque de lavado se sometió a una agitación de 150 rpm, el tanque de lavado utilizado se visualiza en la figura 3.10(c). Se debe mantener la temperatura de 45 °C en el equipo ya que una mayor podría formar burbujeo en el colchón de agua y en esto interfiere con la deshidratación del petróleo, además se pueden evaporar y condensar los volátiles contenidos en el petróleo.

Los tiempos de residencia de 1 y 1½ hora, se establecieron para observar si se obtenían iguales o mejores resultados en la deshidratación del crudo contaminado, en comparación con los empleados en la investigación de Marín (2009) los cuales fueron de 1 y 2 horas. Se redujo el tiempo de 2 a 1½ hora y el tiempo de residencia de 1 hora no se pudo disminuir ya que el proceso está limitado por el caudal máximo de succión de la bomba peristáltica de 400 ml/h.

Finalmente, una vez culminado el proceso en el tanque de lavado, se observaron tres fases, en la parte superior petróleo (recuperado) que ocupaba aproximadamente el 50% del volumen del tanque, en la intermedia una tenue línea marrón clara que representa petróleo emulsionado y la del fondo el agua separada de la emulsión. Por la boquilla superior del tanque de lavado se desalojó el petróleo recuperado y por la inferior el agua separada. Las muestras recuperadas de petróleo se almacenaron en botellas de vidrio de 500 ml y las de agua en matraces erlenmeyers, como se aprecia en la figura 3.10(d) y botellas de 350 ml para su posterior caracterización.



**Figura 3.10 Deshidratación de petróleo. (a) Tanque de almacenamiento, (b) Tanque de lavado, (c) Proceso de deshidratación a escala de laboratorio, (d) Almacenaje de las muestras recuperadas.**

### **3.3 ANÁLISIS DEL EFECTO DEL PH DEL AGUA EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES**

Inicialmente a las muestras de desechos emulsionadas, se les separó el agua (para ello se dejó sedimentar y luego se decantó cada muestra), con el fin de analizar

el efecto del pH de la misma en la estabilidad de las emulsiones. Posteriormente se midió el pH inicial del agua separada de las muestras A1, B1, C1 y D1; obteniéndose valores de pH entre 6,20 y 6,70 aproximadamente. Los valores de pH casi neutro de las muestras A1 y B1 no fueron modificados, volviéndose a formar posteriormente las emulsiones con cada muestra.

Al agua separada de las muestras C1 y D1 si se les modificó el valor de pH, a la muestra C1 se le aumentó el pH entre 9 y 11 añadiendo una solución de hidróxido de sodio (NaOH 1% m/v), para de esta forma llevar la fase acuosa de la emulsión de neutra a básica. A la muestra D1 se le disminuyó el pH hasta alcanzar valores entre 2 y 4 para formar un medio ácido agregando una solución de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$  50% v/v). Una vez establecidos los valores de pH deseados las muestras se emulsionaron nuevamente. Cabe destacar que todo lo anterior se realizó antes de introducir cada muestra en el equipo de deshidratación del laboratorio.

### **3.4 DETERMINACIÓN DE LOS PORCENTAJES DE EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO**

El parámetro físicoquímico más importante a considerar en la evaluación de la recuperación de petróleo contaminado es el porcentaje de agua y sedimentos del petróleo, ya que éste es una especificación clave en los contratos de comercialización del producto y es una característica valiosa para el control de calidad del petróleo. En función a esto, se procedió al cálculo del porcentaje de eficiencia del proceso comparando el porcentaje de agua y sedimentos de las muestras contaminadas con el porcentaje separado de la fase acuosa en las muestras recuperadas de petróleo. La ecuación a utilizada para la determinación de los porcentajes de eficiencia se presenta en la muestra de cálculo como la ecuación 3.9.

### **3.5 EQUIPOS, MATERIALES, SUSTANCIAS Y HERRAMIENTAS**

#### **3.5.1 Equipos**

- Agitador de 100 rpm, marca Arthur H. Tomar CO Phila, PA, U.S.A, 115 V – 60. AC.

- Agitador magnético, marca Riscal Dante Mivariel 2-V, max. 320W.
- Balanza digital de 200 g de capacidad, marca Denver Instrument Company, modelo TR-4102.
- Baño térmico, marca Continental Equipement, modelo Ego Atore, regulador de temperatura con rango de 0-300 °C, voltaje 250 V.
- Baño térmico, marca HAAKE, modelo Goerzallee 249, voltaje 115 V, frecuencia 60 Hz.
- Bomba de vacío, marca Gast, modelo DOA-P104-AA, 115 V - 4,2 A – 60 Hz.
- Bomba peristáltica, marca Watson-Marlow, modelo MHRE MK. 4 Flow Inducers.
- Centrifugadora de ocho tubos, regulador de velocidad con rango de 0-1500 rpm, temporizador de 0-30 min, marca Clay Adams.
- Equipo de extracción Solxhet.
- Manta de calentamiento, Universal, voltaje 110 V.
- Medidor de pH/mV/ $\mu$ S/mS/ppm/ppt/°C/°F con adaptador universal y electrodo sin sonda, marca OaKton serie PC510.
- Viscosímetro Canon Fenske, flujo reversible para líquidos opacos N° 100 y 200.

### 3.5.2 Materiales

- Balón de 500 ml.
- Botellas de vidrio de 500 y 350 ml.
- Bureta de 25 ml.
- Cápsula de porcelana.
- Cilindros graduados de 500, 100, 50 y 10 ml.
- Condensador.
- Cronómetro.
- Espátula.
- Hidrómetro de vidrio Taylon – Permax.
- Mangueras
- Micropipeta CQ27820 100-1000  $\mu$ l.
- Papel de filtro.
- Picnómetros de 25 ml con capilar y termómetro.
- Pinzas.
- Soporte Universal.
- Termómetros con rango de 0 a 400°C.
- Tubos de centrifugación calibrados con capacidad de 10 ml.
- Tubos de ensayo calibrados con capacidad de 10 ml.
- Vasos de precipitado de 600, 100 y 50 ml.
- Varilla de vidrio.

### 3.5.3 Sustancias

- Agua destilada (laboratorio de Propiedades de Hidrocarburos).
- Deshidratante NALCO EC 2415 A.

- Deshidratante RM 443 DH.
- Deshidratante RM 5453.
- Muestras de petróleo de desecho (aboratorio de Propiedades de Hidrocarburos y de Refinación).
- n- Heptano.
- Tolueno.
- Xileno.

#### 3.5.4 Herramientas

- Microsoft Office Excel 2007.

### 3.6 DATOS EXPERIMENTALES

A continuación se presentan los datos experimentales obtenidos en los diferentes ensayos realizados durante el desarrollo de la investigación.

**Tabla 3.2 Volumen de agua y sedimentos (AyS) presentes en las muestras.**

Muestra	Tubo	AyS (ml)		
		Corrida 1	Corrida 2	Corrida 3
A1	1	1,6	1,6	1,6
	2	1,4	1,4	1,4
B1	1	1,3	1,3	1,3
	2	1,4	1,4	1,4
C1	1	1,5	1,5	1,5
	2	1,5	1,5	1,5
D1	1	0,8	0,8	0,8
	2	0,7	0,7	0,7

**Tabla 3.3 Gravedad API a temperatura ambiente (82 °F).**

Muestra	°API
A1	25,1
B1	24,8
C1	22,4
D1	29,0

**Tabla 3.4 Masa de las muestras para la medición de la densidad a temperatura ambiente (82°F).**

Muestra	$m_{pv}$ (g)	$m_{pll}$ (g)	$V_p$ (ml)
A1	15,0709	37,9227	25,0
B1	15,0707	37,3939	25,0
C1	15,0708	37,8322	25,0
D1	15,0707	37,2518	25,0

$m_{pv}$ : masa del picnómetro vacío.

$m_{pll}$ : masa del picnómetro lleno.

$V_p$ : volumen del picnómetro.

**Tabla 3.5 Datos de la masa de la muestra y volumen de n-heptano utilizado para determinar el umbral de floculación de asfaltenos por el método de la mancha.**

Muestra	$m_c$ (g)	$V_{n-h}$ (ml)
A1	3,0161	3,0
B1	3,0297	2,9
C1	3,0123	3,2
D1	3,0256	4,0

$m_c$ : masa de la muestra de crudo.

$V_{n-h}$ : Volumen gastado de n-heptano.

**Tabla 3.6 Datos para la determinación del contenido de asfaltenos en el petróleo.**

Muestra	$m_c$ (g)	$m_{cv}$ (g)	$m_{cll}$ (g)
A1	3,0080	104,8427	105,0734
B1	3,0128	104,8429	104,9949
C1	3,0283	104,8427	105,0804
D1	3,0367	104,8427	105,0235

$m_C$ : masa de la muestra de crudo.  
 $m_{Cv}$ : masa de la cápsula de porcelana vacía  
 $m_{CII}$ : masa de la cápsula de porcelana con petróleo

**Tabla 3.7 Valores de tiempo obtenidos con el viscosímetro Canon Fenske (flujo reversible) para calcular la viscosidad cinemática a temperatura ambiente (82 °F).**

Muestra	Tiempo (s)
A1	310
B1	202
C1	698
D1	425

**Tabla 3.8 Volúmenes de agua coalescida ( $V_c$ ) en función del tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) para la emulsión W/O de la muestra "A1" a diferentes concentraciones del deshidratante S1.**

$t_c$ (min)	CS1 (ppm)							
	$V_c$ (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0	0,7	0,4	0,5	0,3	0,4	0,2	0,3
10	0	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9
15	0	1,8	1,6	1,6	1,4	1,5	1,5	1,6
20	0	2,2	2,0	2,0	1,8	1,9	1,8	1,9
25	0,1	2,8	2,6	2,7	2,4	2,5	2,5	2,6
30	0,2	2,9	2,6	2,7	2,4	2,5	2,5	2,6
35	0,3	2,9	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6
40	0,3	2,9	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6
45	0,4	2,9	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6
50	0,5	2,9	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,6



0	7	0	7	7	6	5	5	6
17	0,	3,	2,	2,	2,	2,	2,	2,
5	7	0	7	7	6	5	5	6
18	0,	3,	2,	2,	2,	2,	2,	2,
0	7	0	7	7	6	5	5	6

**Tabla 3.9 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "A1" a diferentes concentraciones del deshidratante S2.**

tc (min)	CS2 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0	0,7	0,8	0,7	1,0	0,9	0,9	0,7
10	0	1,1	1,1	1,0	1,5	1,0	1,1	1,0
15	0	1,4	1,5	1,6	2,0	1,5	1,7	1,6
20	0,1	1,9	1,7	1,9	2,3	1,7	1,9	1,9
25	0,1	2,0	2,0	2,0	2,5	1,9	2,1	1,9
30	0,2	2,0	2,1	2,0	2,5	2,0	2,1	2,0
35	0,2	2,2	2,1	2,1	2,5	2,0	2,1	2,0
40	0,3	2,2	2,1	2,2	2,6	2,0	2,1	2,0
45	0,3	2,3	2,1	2,2	2,6	2,0	2,1	2,0
50	0,3	2,3	2,1	2,2	2,6	2,0	2,1	2,0
55	0,4	2,4	2,1	2,2	2,6	2,0	2,1	2,0
60	0,5	2,4	2,1	2,2	2,6	2,0	2,2	2,0
65	0,5	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
70	0,5	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
75	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
80	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
85	0,	2,	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0

	6	4						
90	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
95	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
100	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
105	0,6	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
110	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
115	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
120	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
125	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
130	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
135	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
140	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
145	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
150	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
155	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
160	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
165	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
170	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
175	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0
180	0,7	2,4	2,1	2,2	2,6	2,1	2,2	2,0

**Tabla 3.10 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "A1" a diferentes concentraciones del deshidratante S3.**

tc (min)	CS3 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	5	10	20	30	40	50	60
5	0,1	0,5	0,4	0,6	0,9	0,3	0,4	0,7
10	0,1	0,8	0,6	0,8	1,2	0,5	0,7	0,8
15	0,1	0,9	0,7	0,8	1,6	0,6	0,8	0,1
20	0,1	1,5	0,7	1,0	1,9	0,6	0,9	0,1
25	0,1	2,0	1,0	1,3	2,3	0,8	1,1	0,1
30	0,1	2,2	1,2	1,4	2,7	0,9	1,2	1,1
35	0,1	2,4	1,5	1,5	2,9	1,1	1,3	1,1
40	0,2	2,5	1,7	1,6	3,0	1,1	1,5	1,1
45	0,3	2,7	1,8	1,9	3,0	1,5	1,6	1,1
50	0,4	2,8	2,0	2,0	3,3	1,6	1,6	1,1
55	0,4	2,8	2,2	2,4	3,0	1,8	1,6	1,1
60	0,4	2,9	2,3	2,4	3,0	1,9	1,7	1,1
65	0,5	2,9	2,5	2,6	3,0	2,0	1,7	1,1
70	0,6	3,0	2,6	2,6	3,3	2,1	1,7	1,1
75	0,6	3,0	2,6	2,7	3,3	2,1	1,7	1,1
80	0,6	3,0	2,6	2,7	3,3	2,2	1,8	2,0
85	0,6	3,0	2,7	2,7	3,3	2,4	1,8	2,0
90	0,6	3,0	2,7	2,8	3,3	2,5	1,8	2,0
95	0,6	3,0	2,7	2,8	3,3	2,5	1,9	2,0
100	0,7	3,0	2,7	2,8	3,3	2,5	1,9	2,0
105	0,7	3,0	2,7	2,8	3,3	2,6	1,9	2,1

11 0	0, 7	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 6	1, 9	2, 1
11 5	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 6	1, 9	2, 1
12 0	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 6	1, 9	2, 1
12 5	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 6	1, 9	2, 1
13 0	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 1
13 5	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 1
14 0	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
14 5	0, 8	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
15 0	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
15 5	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
16 0	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
16 5	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
17 0	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
17 5	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2
18 0	0, 9	3, 0	2, 7	2, 8	3, 0	2, 7	1, 9	2, 2

**Tabla 3.11 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "B1" a diferentes concentraciones del deshidratante S1.**

tc (min)	CS1 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	5	10	20	30	40	50	60
5	0, 1	0, 1	0	0, 2	0, 3	0, 2	0, 4	0, 3
10	0, 1	0, 7	0, 6	1, 1	1, 3	0, 5	0, 6	1, 5
15	0, 1	1, 7	1, 6	2, 1	2, 0	0, 9	0, 8	2, 0
20	0, 0	2, 2	2	2, 2	2, 2	1, 1	1, 1	2, 2

	1	1		3	0	0	0	4
25	0, 1	2, 3	2, 2	2, 4	2, 0	1, 2	1, 1	2, 5
30	0, 1	2, 3	2, 3	2, 4	2, 0	1, 4	1, 1	2, 5
35	0, 1	2, 3	2, 3	2, 4	2, 0	1, 5	1, 2	2, 6
40	0, 2	2, 4	2, 3	2, 4	2, 0	1, 7	1, 4	2, 6
45	0, 2	2, 4	2, 3	2, 5	2, 1	1, 8	1, 5	2, 6
50	0, 2	2, 4	2, 3	2, 5	2, 1	1, 8	1, 5	2, 6
55	0, 3	2, 4	2, 4	2, 5	2, 1	1, 9	1, 5	2, 6
60	0, 3	2, 4	2, 4	2, 5	2, 2	1, 9	1, 5	2, 6
65	0, 3	2, 4	2, 4	2, 5	2, 3	1, 9	1, 5	2, 7
70	0, 3	2, 4	2, 4	2, 5	2, 3	1, 9	1, 5	2, 7
75	0, 3	2, 4	2, 4	2, 5	2, 3	1, 9	1, 6	2, 7
80	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
85	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
90	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
95	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
100	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
105	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
110	0, 4	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
115	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
120	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
125	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
130	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
135	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7

14 0	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
14 5	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
15 0	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
15 5	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
16 0	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
16 5	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
17 0	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
17 5	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7
18 0	0, 5	2, 4	2, 4	2, 5	2, 4	1, 9	1, 6	2, 7

**Tabla 3.12 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "B1" a diferentes concentraciones de deshidratante S2.**

tc (min)	CS2 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0	0,5	0,4	0,5	0,1	0,5	0,1	0,7
10	0	1,2	0,6	0,6	0,3	0,6	0,3	1,0
15	0	1,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	1,2
20	0	1,8	1,0	0,9	0,7	0,8	0,6	1,4
25	0,1	2,1	1,1	1,1	0,9	0,8	0,7	1,6
30	0,1	2,2	1,2	1,1	1,0	1,0	0,7	1,7
35	0,1	2,2	1,4	1,3	1,1	1,2	0,8	1,7
40	0,1	3,3	1,6	1,4	1,3	1,3	0,8	1,7
45	0,2	3,3	1,8	1,6	1,4	1,5	0,8	1,8

50	2,0	3,2	1,9	1,6	1,5	1,6	0,8	1,8
55	2,0	3,2	2,1	1,9	1,6	1,6	0,8	1,8
60	2,0	3,2	2,1	2,0	1,8	1,8	0,8	1,8
65	3,0	4,2	2,1	2,1	2,0	1,8	0,8	1,8
70	3,0	4,2	2,1	2,1	2,0	1,8	0,8	1,8
75	3,0	4,2	2,1	2,1	2,0	1,8	0,8	1,8
80	3,0	4,2	2,1	2,1	2,0	1,8	0,8	1,8
85	3,0	4,2	2,2	2,2	2,0	1,8	0,8	1,8
90	3,0	4,2	2,2	2,3	2,0	1,8	0,8	1,8
95	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
100	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
105	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
110	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
115	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
120	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
125	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
130	4,0	4,2	2,2	2,3	2,1	1,8	0,8	1,8
135	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
140	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
145	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
150	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
155	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
160	4,0	4,2	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
166	0,	2,	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8

5	4	4						
17	0,	2,						
0	4	4	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
17	0,	2,						
5	4	4	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8
18	0,	2,						
0	4	4	2,2	2,3	2,2	1,8	0,8	1,8

**Tabla 3.13 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "B1" a diferentes concentraciones del deshidratante S3.**

tc (min)	CS3 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0	0,1	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
10	0	0,4	0,7	0,5	0,3	0,5	0,6	0,4
15	0	0,6	0,9	0,6	0,5	0,7	0,8	0,6
20	0	0,8	1,6	0,6	0,6	0,8	1,0	0,7
25	0,1	0,9	1,9	0,6	0,9	0,9	1,0	0,8
30	0,1	1,1	1,9	0,6	1,0	0,9	1,0	0,8
35	0,1	1,1	2,0	0,7	1,2	0,9	1,1	0,8
40	0,1	1,1	2,0	0,8	1,4	1,0	1,1	0,9
45	0,2	1,1	2,0	0,8	1,4	1,0	1,1	0,9
50	0,2	1,1	2,0	0,8	1,4	1,0	1,1	0,9
55	0,2	1,1	2,1	0,9	1,5	1,0	1,1	0,9
60	0,2	1,1	2,1	0,9	1,5	1,0	1,1	0,9
65	0,2	1,1	2,1	1,0	1,5	1,0	1,1	1,0
70	0,2	1,1	2,1	1,1	1,5	1,0	1,1	1,0
75	0,2	1,2	2,2	1,1	1,5	1,0	1,1	1,0

80	0, 2	1, 2	2,3	1,1	1,5	1,0	1,1	1,0
85	0, 2	1, 2	2,3	1,2	1,5	1,0	1,1	1,0
90	0, 3	1, 2	2,3	1,3	1,5	1,0	1,1	1,0
95	0, 3	1, 2	2,3	1,4	1,5	1,0	1,1	1,0
100	0, 3	1, 2	2,3	1,4	1,5	1,1	1,1	1,0
105	0, 3	1, 2	2,3	1,5	1,5	1,1	1,1	1,0
110	0, 4	1, 2	2,3	1,6	1,5	1,1	1,1	1,0
115	0, 4	1, 2	2,3	1,6	1,5	1,1	1,1	1,0
120	0, 4	1, 2	2,3	1,6	1,5	1,1	1,1	1,0
125	0, 4	1, 2	2,3	1,6	1,5	1,1	1,1	1,0
130	0, 4	1, 2	2,3	1,6	1,5	1,1	1,1	1,0
135	0, 4	1, 2	2,3	1,7	1,5	1,1	1,1	1,0
140	0, 4	1, 2	2,3	1,8	1,5	1,1	1,1	1,0
145	0, 4	1, 2	2,3	1,8	1,5	1,1	1,1	1,0
150	0, 4	1, 2	2,3	1,8	1,5	1,1	1,1	1,0
155	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0
160	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0
165	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0
170	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0
175	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0
180	0, 4	1, 2	2,3	1,9	1,5	1,1	1,1	1,0

**Tabla 3.14 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "C1" a diferentes concentraciones del deshidratante S1.**

tc (min)	CS1 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	5	10	20	30	40	50	60
5	0	0,2	0,2	0,1	0,6	0,1	0,2	0,2
10	0,1	0,4	0,5	0,3	0,7	0,3	0,4	0,5
15	0,1	0,5	0,5	0,6	0,7	0,5	0,5	0,8
20	0,1	0,9	0,8	0,7	0,9	0,8	0,7	0,8
25	0,2	0,4	0,9	0,9	0,0	0,1	0,8	0,9
30	0,2	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
35	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
40	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,1	0,5
45	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,7
50	0,2	0,3	0,4	0,6	0,4	0,1	0,1	0,8
55	0,3	0,4	0,6	0,7	0,4	0,1	0,2	0,9
60	0,3	0,5	0,7	0,9	0,6	0,3	0,2	0,9
65	0,3	0,5	0,8	0,0	0,7	0,3	0,2	0,9
70	0,3	0,5	0,9	0,0	0,8	0,3	0,2	0,9
75	0,3	0,5	0,1	0,0	0,9	0,3	0,2	0,9
80	0,3	0,5	0,1	0,0	0,9	0,3	0,2	0,0
85	0,3	0,5	0,1	0,0	0,9	0,3	0,2	0,0
90	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,2	0,0
95	0,4	0,5	0,2	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0
100	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,0
105	0,4	0,5	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0



	1	9	9	7	4	4	3	6
25	0, 1	1, 1	1, 0	0, 7	0, 5	0, 5	0, 4	0, 9
30	0, 1	1, 2	1, 2	0, 7	0, 5	0, 7	0, 4	1, 0
35	0, 1	1, 3	1, 2	0, 8	0, 9	0, 7	0, 5	1, 0
40	0, 1	1, 5	1, 4	0, 9	1, 0	0, 9	0, 5	1, 1
45	0, 1	1, 6	1, 4	1, 0	1, 1	0, 9	0, 5	1, 1
50	0, 1	1, 7	1, 5	1, 1	1, 3	1, 0	0, 6	1, 1
55	0, 2	1, 9	1, 6	1, 4	1, 4	1, 0	0, 6	1, 2
60	0, 2	2, 1	1, 7	1, 5	1, 6	1, 1	0, 6	1, 2
65	0, 3	2, 1	1, 9	1, 5	1, 7	1, 1	0, 6	1, 2
70	0, 3	2, 2	1, 9	1, 6	1, 7	1, 1	0, 7	1, 2
75	0, 3	2, 2	1, 9	1, 7	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
80	0, 3	2, 2	2, 0	1, 7	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
85	0, 3	2, 2	2, 0	1, 7	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
90	0, 3	2, 2	2, 0	1, 7	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
95	0, 3	2, 2	2, 0	1, 7	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
0	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
10	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	1, 9	1, 1	0, 8	1, 2
11	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
11	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
12	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
12	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
13	0, 3	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
13	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2

14 0	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
14 5	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
15 0	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
15 5	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
16 0	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
16 5	0, 4	2, 2	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
17 0	0, 4	2, 3	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
17 5	0, 4	2, 3	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2
18 0	0, 4	2, 3	2, 0	1, 8	2, 0	1, 1	0, 8	1, 2

**Tabla 3.16 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "C1" a diferentes concentraciones del deshidratante S3.**

tc (min)	CS3 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0	0,4	0,0	0,4	0,9	0,1	0,8	0,1
10	0	0,6	0,2	0,4	1,1	0,1	0,9	0,2
15	0,1	0,8	0,2	0,5	1,3	0,1	1,0	0,3
20	0,1	0,4	0,5	0,6	1,5	0,2	1,2	0,5
25	0,1	0,5	0,6	0,9	1,8	0,2	1,3	0,8
30	0,1	0,6	0,7	1,0	1,8	0,2	1,5	0,8
35	0,1	0,6	0,9	1,3	1,8	0,2	1,6	0,8
40	0,1	0,7	0,9	1,5	1,8	0,2	1,7	0,8
45	0,2	0,8	0,9	1,7	1,9	0,3	1,8	0,8

50	2	0,8	1,1	0,9	1,9	1,9	0,4	1,9	0,8
55	2	0,0	2,2	0,9	1,9	1,9	0,5	2,0	0,8
60	2	0,0	2,2	0,9	1,9	1,9	0,6	2,1	0,9
65	2	0,1	2,2	0,9	1,9	2,0	0,6	2,1	0,9
70	2	0,2	2,2	0,9	2,0	2,1	0,6	2,1	1,0
75	2	0,2	2,2	0,9	2,0	2,1	0,7	2,1	1,0
80	3	0,2	2,2	0,9	2,0	2,1	0,7	2,1	1,0
85	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,0
90	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,0
95	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,0
100	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,0
105	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,1
110	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,1
115	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,1
120	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
125	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
130	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
135	3	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
140	4	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
145	4	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
150	4	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
155	4	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
160	4	0,2	2,2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
166	0,	2,	2,	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2

5	4	2						
17	0,	2,						
0	4	2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
17	0,	2,						
5	4	2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2
18	0,	2,						
0	4	2	1,0	2,0	2,1	0,7	2,2	1,2

**Tabla 3.17 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "D1" a diferentes concentraciones del deshidratante S1.**

tc (min)	CS1 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	5	10	20	30	40	50	60
5	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
	1	3	3	2	1	4	1	6
10	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
	2	4	3	3	1	4	2	7
15	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
	3	5	4	4	2	5	3	8
20	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
	3	6	6	6	3	6	3	8
25	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,
	3	7	6	6	5	6	4	9
30	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	1,
	3	7	7	7	6	7	6	0
35	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	1,
	3	8	8	8	8	8	7	0
40	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	1,
	3	9	8	9	9	9	8	0
45	0,	1,	0,	1,	1,	0,	0,	1,
	3	0	9	0	0	9	8	0
50	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,
	3	1	0	0	1	0	9	0
55	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,
	3	1	1	1	1	1	9	0
60	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,
	3	1	1	1	2	2	9	0
65	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,
	3	1	2	1	3	2	9	1
70	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,
	4	1	2	2	3	2	9	2
75	0,	1,	1,	1,	1,	1,	0,	1,

	4	2	2	2	3	3	9	2
80	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 2
85	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 3
90	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 3
95	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 3
100	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
105	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
110	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
115	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
120	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
125	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
130	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
135	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
140	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
145	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
150	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
155	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
160	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
165	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
170	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
175	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4
180	0, 4	1, 2	1, 2	1, 2	1, 3	1, 3	0, 9	1, 4

**Tabla 3.18 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra “D1” a diferentes concentraciones del deshidratante S2.**

tc (min)	CS2 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	100	200	300	400	500	600
5	0,0	0,2	0,6	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2
10	0,0	0,5	0,7	0,5	0,2	0,3	0,2	0,2
15	0,1	0,7	0,8	0,5	0,2	0,4	0,2	0,2
20	0,3	0,8	0,9	0,6	0,2	0,5	0,2	0,2
25	0,3	0,8	0,9	0,6	0,2	0,5	0,2	0,2
30	0,3	0,8	1,0	0,7	0,2	0,5	0,2	0,2
35	0,3	0,9	1,0	0,9	0,2	0,5	0,2	0,2
40	0,3	0,9	1,0	0,9	0,2	0,5	0,2	0,2
45	0,3	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
50	0,3	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
55	0,3	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
60	0,3	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
65	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
70	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
75	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
80	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
85	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
90	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
95	0,4	0,1	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3

10	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
10	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
11	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
11	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
12	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
12	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
13	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
13	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
14	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
14	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
15	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
15	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
16	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
16	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
17	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
17	0,	1,						
5	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3
18	0,	1,						
0	4	0	1,1	1,0	0,2	0,5	0,2	0,3

**Tabla 3.19 Volúmenes de agua coalescida (Vc) en función del tiempo de coalescencia (tc) para la emulsión W/O de la muestra "D1" a diferentes concentraciones del deshidratante S3.**

tc (min)	CS3 (ppm)							
	Vc (ml)							
	0	50	10	20	30	40	50	60
5	0,	0,	0	0	0	0	0	0
	1	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

10	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	2	0,	2	0,	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	2	0,	3	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
55	2	0,	3	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
60	2	0,	3	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
65	2	0,	3	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
70	2	0,	3	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
75	2	0,	4	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
80	3	0,	4	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
85	3	0,	4	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
90	3	0,	4	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
95	3	0,	5	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
100	3	0,	5	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
105	3	0,	5	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
110	3	0,	6	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
115	3	0,	6	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
120	3	0,	6	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
12	0,	0,	0,	0,	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0

5	3	6						
13	0,	0,						
0	3	7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
13	0,	0,						
5	3	7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
14	0,	0,						
0	3	7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
14	0,	0,						
5	3	7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
15	0,	0,						
0	3	7	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
15	0,	0,						
5	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
16	0,	0,						
0	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
16	0,	0,						
5	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
17	0,	0,						
0	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
17	0,	0,						
5	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
18	0,	0,						
0	3	8	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0

**Tabla 3.20 Volúmenes de agua y sedimentos (AyS) presentes en las muestras de petróleo recuperadas.**

Muestra	N° Tubo	V <sub>AyS</sub> (mL)					
		S1		S2		S3	
		1 hora	1/2 hora	1 hora	1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	Tubo 1	1,0	0,2	1,0	0,5	1,0	0,1
	Tubo 2	1,0	0,3	1,0	0,5	1,0	0,1
B1	Tubo 1	0,3	0,1	0,7	0,2	0,2	0,0
	Tubo 2	0,2	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1
C1	Tubo 1	0,4	0,9	0,5	1,4	0,5	1,4
	Tubo 2	0,3	0,9	0,5	1,5	0,5	1,4

D1	Tubo 1	0,2	0,1	0,5	0,2	0,5	0,5
	Tubo 2	0,3	0,0	0,5	0,2	0,5	0,5

**Tabla 3.21 Gravedad API a temperatura ambiente (82 °F) para las muestras de petróleo recuperadas.**

Muestra	°API					
	S1		S2		S3	
	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	32,4	32,7	32,1	32,3	32,2	32,3
B1	29,3	29,4	28,6	28,8	28,8	29,0
C1	26,2	24,9	25,9	21,7	24,8	22,0
D1	30,8	31,0	30,5	31,0	30,0	30,1

**Tabla 3.22 Masa de las muestras de petróleo recuperadas para la medición de la densidad a temperatura ambiente (82°F).**

Muestra	M <sub>p</sub> (g)	S1		S2		S3	
		1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	Vacio	15,0612	15,0182	15,0310	14,9714	15,0280	14,9712
	Lleno	36,8088	36,4882	36,8588	36,4817	36,8533	36,5159
B1	Vacio	15,0266	15,0021	14,9970	15,0004	15,0010	15,0017
	Lleno	37,2817	36,9001	37,3489	37,0060	36,9791	36,9651
C1	Vacio	14,9968	15,0020	14,9710	15,0265	15,0268	14,9710
	Lleno	37,6529	37,7129	37,6628	37,9809	37,7682	37,9090

D1	Vacio	14, 9970	15, 0011	14, 9717	14, 9696	15, 0731	15, 0264
	Lleno	37, 0242	36, 7165	36, 7401	36, 6431	37, 0889	37, 0310

\*Volumen del picnómetro utilizado: 25 mL.

**Tabla 3.23 Datos de la masa de las muestras de petróleo recuperado y volumen de n-heptano utilizado para determinar el umbral de floculación de asfaltenos por el método de la mancha.**

Muestra	m <sub>mn-h</sub>	S1		S2		S3	
		1 hora	1/2 hora	1 hora	1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	m <sub>p</sub> (g)	3,0 235	3,0 145	3,0 175	3,0 153	3,0 296	3,020 0
	V <sub>n-h</sub> (ml)	3,7	3,8	3,6	3,8	3,5	4,0
B1	m <sub>p</sub> (g)	3,0 016	3,0 228	3,0 096	3,0 261	3,0 120	3,024 3
	V <sub>n-h</sub> (ml)	2,8	2,9	2,6	2,7	2,6	2,7
C1	m <sub>p</sub> (g)	3,0 155	3,0 076	3,0 165	3,0 224	3,0 003	3,010 4
	V <sub>n-h</sub> (ml)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D1	m <sub>p</sub> (g)	3,0 146	3,0 256	3,0 204	3,0 143	3,0 217	3,023 4
	V <sub>n-h</sub> (ml)	4,2	4,4	4,1	4,1	4,1	4,1

m<sub>p</sub>: masa de la muestra de petróleo.

V<sub>n-h</sub>: volumen gastado de n-heptano.

m<sub>mn-h</sub>: masa de las muestras y volumen de n-heptano

**Tabla 3.24 Datos para la determinación del contenido de asfaltenos en las muestras de petróleo recuperadas.**

Muestra	m <sub>mcvll</sub>	S1		S2		S3	
		1 hora	1/2 hora	1 hora	1/2 hora	1 hora	1/2 hora
A1	m <sub>m</sub> (g)	3,02 91	3,04 50	3,07 50	3,01 35	3,00 07	3,02 86
	m <sub>cll</sub> (g)	105, 1004	105, 1199	105, 1177	105, 1229	105, 0977	105, 1245

B1	m	3,02	3,04	3,02	3,02	3,00	3,03
	m <sub>(g)</sub>	80	50	47	47	54	06
C1	m	105,	105,	105,	105,	105,	105,
	m <sub>cll</sub> (g)	0163	0363	0944	1400	0806	0830
D1	m <sub>m</sub> (g)	3,04	3,01	3,05	3,04	3,01	3,01
	m <sub>cll</sub> (g)	21	78	85	83	87	37
D1	m <sub>m</sub> (g)	105,	105,	105,	105,	105,	105,
	m <sub>cll</sub> (g)	0868	0223	0730	0690	0792	0659
D1	m <sub>m</sub> (g)	3,02	3,04	3,01	3,01	3,04	3,01
	m <sub>cll</sub> (g)	68	51	50	24	03	93
D1	m	104,	105,	104,	104,	104,	104,
	m <sub>cll</sub> (g)	9684	0037	9785	9877	9872	9960

m<sub>mcvll</sub>: masas de las muestras, cápsula vacía y llena.

m<sub>m</sub>: masa de la muestra de petróleo.

m<sub>cll</sub>: masa de la cápsula llena.

\*La masa de la cápsula vacía fue: 104,8427 g.

**Tabla 3.25 Valores de tiempo obtenidos con el viscosímetro Canon Fenske (flujo reversible) para calcular la viscosidad cinemática a temperatura ambiente (82 °F) de las muestras recuperadas.**

Muestra	Tiempo (seg)					
	S1		S2		S3	
	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	282	274	279	263	309	303
B1	981	923	936	903	983	945
C1	622	684	638	716	631	711
D1	336	327	341	324	352	351

### 3.7 MUESTRA DE CÁLCULO

#### 3.7.1 Determinación del porcentaje de agua y sedimento (%AyS) presente en la emulsión

La determinación del porcentaje de agua y sedimento de las muestras de la emulsión se realizó por medio del método de centrifugación (ASTM D 96), midiendo los volúmenes combinados de agua y sedimentos presentes en la muestra. En el cálculo de dicho porcentaje se usa la siguiente ecuación:

$$\%AyS = \frac{\sum_{i=1}^2 V_i}{V_T} \times 100 \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

$\%AyS$ : Porcentaje de agua y sedimentos expresado en porcentaje.

$V_i$ : Volumen de agua y sedimentos en la muestra.

$V_T$ : Volumen total de la muestra (10mL).

El volumen de agua y sedimentos total en la muestra "A1" se calculó sumando los volúmenes obtenidos en cada tubo, estos valores se extrajeron de la tabla 3.2:

$$V_1 = 1,6 \text{ mL}$$

$$V_2 = 1,4 \text{ mL}$$

$$\sum_{i=1}^2 = 3 \text{ mL}$$

Sustituyendo en la ecuación 3.1 se obtuvo el porcentaje de agua y sedimentos presente en la emulsión:

$$\%AyS = \frac{3 \text{ mL}}{10 \text{ mL}} \times 100 = 30 \%$$

Los resultados se encuentran en la tabla 4.1, para las diferentes muestras de crudo contaminado.

### 3.7.2 Determinación de la gravedad API corregida a 60°F utilizando el método del hidrómetro

Cuando la gravedad observada en líquidos opacos de temperaturas diferentes a 60°F, usando el método del hidrómetro, debe hacerse una corrección de la lectura del hidrómetro observada a la temperatura adecuada a 60°F. Para esto se utilizan las tablas de corrección de gravedad API que se muestran en el, anexo A tabla A.1, donde realiza una interpolación entre dos valores como se muestra a continuación, ya que el valor observado para la muestra "A1" es intermedio entre valores tabulados:

**Tabla 3.26 Corrección de gravedad API observada.**

Muestra	Gravedad observada a	Gravedad corregida a
---------	----------------------	----------------------

	80 °F	60°F
A	25	23,7
	25,1	X
	26	24,6

Al realizar la interpolación entre los valores de la tabla 3.26, se obtuvo el siguiente resultado, el cual se muestra en la tabla 4.1, para las demás muestras de petróleo emulsionado:

$$X = 23,8 \text{ } ^\circ\text{API a } 60 \text{ } ^\circ\text{F}$$

### 3.7.3 Cálculo de la gravedad específica ( $\gamma$ )

El cálculo de la gravedad específica para la muestra "A", se realizó una vez obtenida la gravedad API corregida a través de la siguiente ecuación:

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5 \quad (\text{Ec.3.2})$$

Despejando:

$$\gamma = \frac{141,5}{^\circ\text{API} + 131,5}$$

Donde:

$\gamma$ : gravedad específica (adimensional).

$^\circ\text{API}$ : gravedad del petróleo corregida a 60°F.

Sustituyendo el valor resultante de la interpolación anterior en la ecuación 3.2 se obtiene:

$$\gamma = \frac{141,5}{23,8 + 131,5} = 0,9111$$

Los valores de gravedad específica obtenidos para cada muestra se reportan en la tabla 4.1.

### 3.7.4 Determinación de las densidades de las muestras de crudo emulsionado

La densidad de la emulsión, se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{m_{pll} - m_{pv}}{v}$$

(Ec.3.3)

Donde:

$\rho$ : densidad de la muestra, g/ml.

$m_{pll}$ : masa del picnómetro lleno, g.

mpv: masa del picnómetro vacío, g.  
V: volumen del picnómetro utilizado (25 ml).

Para la muestra "A1", utilizando la ecuación 3.3 y tomando los datos de la tabla 3.4 se determinó la densidad de esta muestra.

$$\rho = \frac{(37,9227 - 15,0709)\text{g}}{25,00 \text{ ml}}$$

$$\rho = 0,9141 \text{ g/ml}$$

De forma análoga se determinó el valor de la densidad para las muestras "B1", "C1" y "D1", los resultados se presentan en la tabla 4.1.

### 3.7.5 Determinación del umbral de floculación de asfaltenos

El umbral de floculación de asfaltenos permite observar cuan dispersos se encuentran los asfaltenos en el petróleo, y para determinarlo se empleó el método de la mancha. El punto de floculación o umbral de precipitación de asfaltenos se calculó usando la ecuación 3.4:

$$\%U_F = \left( \frac{P_H}{P_C + P_H} \right) \times 100 \quad (\text{Ec.3.4})$$

Donde:

$\%U_F$ : porcentaje del umbral de floculación de asfaltenos.

$P_H$ : peso de n-heptano gastado, g.

$P_C$ : peso de la muestra de crudo, g.

Con los datos obtenidos a partir del método de la mancha reportados en la tabla 3.5 se determinó el umbral de floculación de asfaltenos del crudo:

Entonces:

La densidad del n-heptano es: 0,6886 g/ml

$$P_C = 3,0161 \text{ g}$$

$$P_H = 3,00 \text{ mL} \times 0,6886 \text{ g/mL} = 2,0658 \text{ g}$$

$$\%U_F = \left( \frac{2,0658 \text{ g}}{3,0161 \text{ g} + 2,0658 \text{ g}} \right) \times 100 = 40,65\%$$

Los resultados del cálculo del umbral de floculación de los asfaltenos de las diferentes muestras se reportaron en la tabla 4.1.

### 3.7.6 Determinación del contenido de asfaltenos

El contenido de asfaltenos de la muestra "A1" se determinó por el método IP 143-57 y se calculó por medio de la siguiente ecuación:

$$\% A = \left( \frac{M_A}{M_m} \right) \times 100 \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde:

%A: porcentaje de asfaltenos.

$M_A$ : masa de asfaltenos, g.

$M_m$ : masa de la muestra de petróleo, (3,0080g).

Entonces:

$$M_A = M_{cll} - M_{cv} \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde:

$M_{cll}$ : masa de la cápsula llena, g.

$M_{cv}$ : masa de la cápsula vacía, g.

$$M_A = 105,0734 \text{ g} - 104,8427 \text{ g} = 0,2307 \text{ g}$$

A continuación se sustituye los valores de  $M_A$  calculado anteriormente y  $M_m$  que se describió en la leyenda de la ecuación 3.5.

$$\%A = \frac{0,2307}{3,0080} \times 100 = 7,67\%$$

Los resultados obtenidos para las demás muestras se reportaron en la tabla 4.1

### 3.7.7 Cálculo de la viscosidad cinemática de las muestras

La viscosidad del petróleo se determinó empleando el viscosímetro Canon-Fenske (flujo reversible) para líquidos opacos usando método ASTM 445 y se determina su valor por medio de la relación siguiente:

$$\nu = t \times C \quad (\text{Ec.3.7})$$

Donde:

$\nu$ : viscosidad cinemática, cSt.

t: tiempo de flujo, s.

C: constante de calibración, cSt/s.

Con los datos experimentales de tiempo de flujo indicados la tabla 3.7 y los valores de las constantes de calibración se extraen del anexo A, tabla A.3, se calculó la viscosidad cinemática de las muestra "A1":

$$\nu = 310 \text{ s} \times 0,015 \text{ cSt/s} = 4,65 \text{ cSt.}$$

Los resultados obtenidos de la muestra "A1" se reportan en la tabla 4.1 e igualmente para las muestra "B1", "C1" y "D1".

### 3.7.8 Cálculo de la viscosidad de las muestras

La viscosidad absoluta de las muestras se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$\mu = \nu \times \rho \quad (\text{Ec.3.8})$$

Donde:

$\mu$ : viscosidad absoluta, cP.

$\nu$ : viscosidad cinemática, cSt.

$\rho$ : densidad de la muestra, g/ml.

Entonces tomando los valores de la viscosidad cinemática y de la densidad de la tabla 4.1, se calcula la viscosidad absoluta de la muestra "A1":

$$\mu = 4,65 \text{ cSt} \times 0,9141 \text{ g/ml}$$

$$\mu = 4,25 \text{ cP}$$

Los resultados obtenidos para el resto de las muestras se reportan en la tabla 4.1

### 3.7.9 Cálculo de la relación $V_c/V_\infty$ para las gráficas de estabilidad

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_c/V_\infty = \frac{V_{\text{coalescido}}}{V_{\text{Total de agua}}} \quad (\text{Ec.3.9})$$

Donde

$V_{\text{coalescido}}$ : volumen de agua coalescida cada cierto tiempo, ml.

$V_{\text{Total de agua}}$ : volumen total de agua en la emulsión, ml.

Para este cálculo, el volumen total de agua ( $V_\infty$ ) es determinado por el método de centrifugación de la muestra "A1" y el volumen de la fase coalescida mediante prueba de botella, utilizando los datos de la tabla 3.8 con Nalco EC 2415 A a una concentración de 50 ppm y sustituyendo en la ecuación 3.10 se obtiene:

$$V_c/V_\infty = \frac{0,7\text{ml}}{3,0\text{ml}} = 0,23$$

Las relaciones de  $V_c/V_\infty$  para cada muestra se calcularon por medio de la ecuación 3.9 utilizando las tablas desde la 3.8 hasta la 3.19. Los resultados se encuentran tabulados en el anexo B desde la tabla B.1 a la B.12. Los tiempos de

coalescencia en función de deshidratante se encuentran en el anexo C desde la tabla C.1 hasta la C.4.

### 3.7.10 Determinación de los porcentajes de eficiencia del proceso de deshidratación

De acuerdo al porcentaje de agua y sedimentos se determinó la eficiencia del proceso de la muestra "A" en el equipo de deshidratación, para la corrida de un tiempo de residencia de 1 hora con el deshidratante D1 se calculó de la siguiente manera:

$$\%E = \left( \frac{\%A}{\%A_T} \right) \times 100 \quad (\text{Ec.3.10})$$

Donde:

$\%E$  = porcentaje de eficiencia.

$\%A$  = porcentaje de agua y sedimentos separada de la muestra recuperada.

$\%A_T$  = porcentaje de agua y sedimentos de la muestra contaminada.

Entonces:

$$\%E = \left( \frac{28}{30} \right) \times 100 = 93,33\%$$

Los porcentajes de eficiencia del proceso de deshidratación para las demás corridas y tiempos de residencia se reportaron en la tabla 4.6.



## CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CARACTERIZACIÓN FISCOQUÍMICA DE LAS MUESTRAS DE PETRÓLEO

En la tabla 4.1 se presentan las propiedades fisicoquímicas de las muestras de petróleo contaminadas utilizadas en esta investigación.

**Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de las muestras de petróleo contaminado.**

Propiedad	Muestr a A1	Muestr a B1	Muestr a C1	Muestr a D1
Agua y sedimentos (%v/v)	30,0	27,0	30,0	15,0
Gravedad API a 60°F (°API)	23,8	23,5	21,1	27,6
Gravedad específica a 60°F	0,9111	0,9129	0,9273	0,8894
Densidad a 82°F (g/mL)	0,9141	0,8929	0,9105	0,8872
Umbral de floculación de asfaltenos (%m/m)	40,65	38,89	42,24	47,65
Contenido de asfaltenos (%m/m)	7,67	5,04	7,85	5,95
Viscosidad cinemática a 82°F (cSt)	4,65	20,2	10,47	6,38
Viscosidad absoluta a 82°F (cP)	4,25	17,88	9,53	5,66

En el análisis de la caracterización fisicoquímica de las muestras se observa que las muestras A1, B1 y C1 presentan un alto contenido de agua y sedimentos de 30, 27 y 30 %v/v respectivamente; mientras que la muestra D1 contiene un menor porcentaje de agua y sedimentos (15 %v/v) en comparación con las tres primeras muestras.

Al considerar la viscosidad absoluta de la muestra B1 se visualiza que es mayor, con respecto al resto de las muestras de petróleo contaminadas los valores de la viscosidad absoluta son relativamente bajos y el menor valor se obtuvo en la muestra A1. Con respecto al umbral de floculación, la muestra contaminada con los

asfaltenos más dispersos fue la D1 y la que presenta un mayor contenido de asfaltenos es la muestra C1.

En cuanto a las propiedades físicoquímicas tales como la gravedad API, gravedad específica, densidad, cantidad de asfaltenos y umbral de floculación de asfaltenos; no se pueden analizar del todo ya que, esta caracterización fue realizada a muestras de petróleo contaminado con un alto contenido de agua y sedimentos, por lo tanto no son características propias del petróleo (sin agua) sino de la emulsión. El conocer las propiedades físicoquímicas de las muestras de desecho estudiadas, ayuda a inferir cómo debe ser aplicado el proceso de deshidratación para obtener petróleo con el menor contenido de agua y pueda ser reusado en las prácticas de laboratorio.

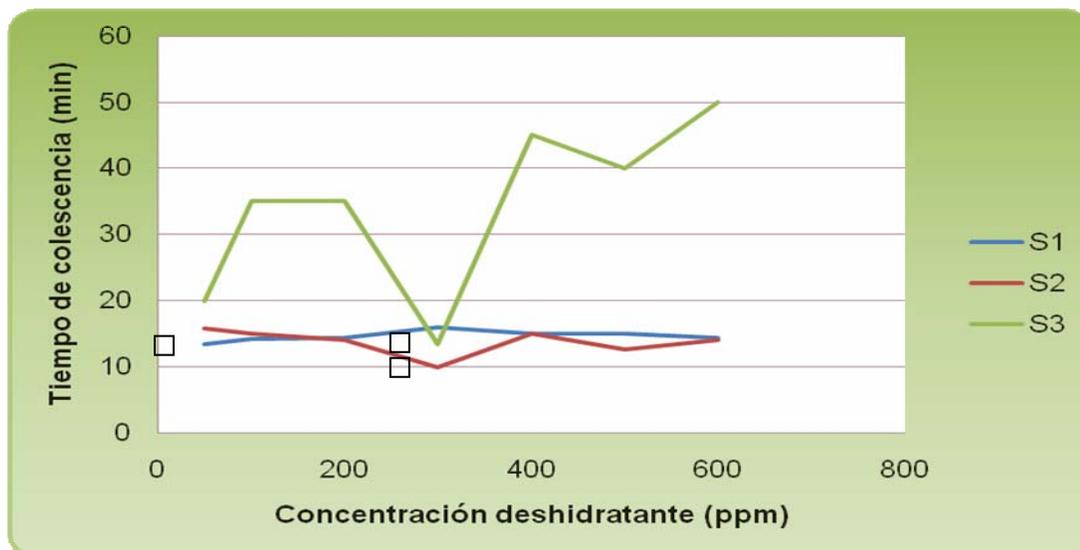
## **4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTE EN LA MUESTRAS CONTAMINADAS**

Una vez realizada la caracterización físicoquímica de las muestras estudiadas, se procedió a la selección del deshidratante adecuado para separar el agua emulsionada del petróleo presente en las muestras contaminadas. Luego se analizó el efecto del pH en la estabilidad de las emulsiones.

### **4.2.1 Selección del deshidratante**

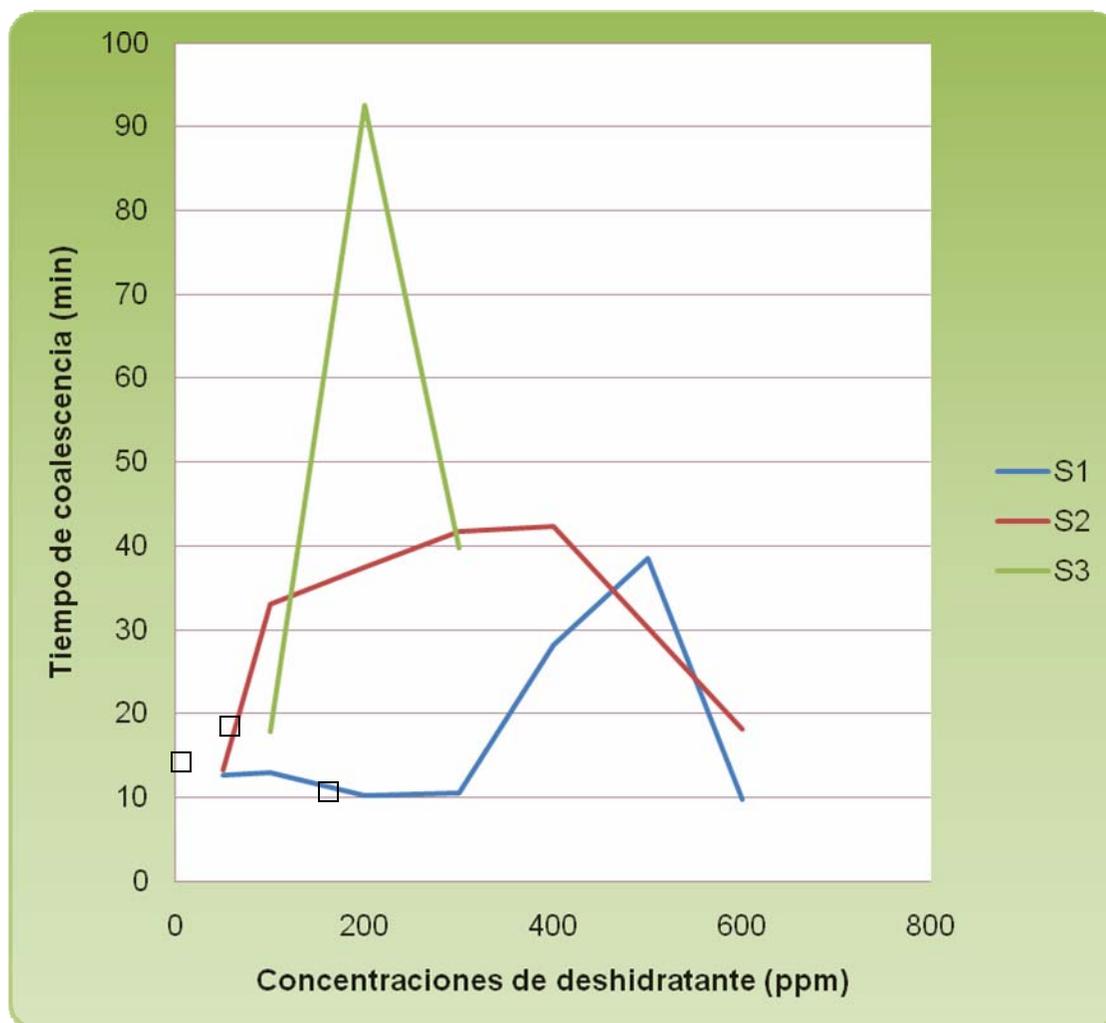
En esta investigación como ya se dijo en el capítulo anterior, se preseleccionaron los tres deshidratantes que mejor se comportaron en el trabajo de grado de Marín (2009). Para la selección de la concentración de los desemulsionantes, se realizó el ensayo prueba de botella y los productos empleados fueron los siguientes: Nalco EC 2415 A (S1), RM 443 DH (S2) y RM 5453 (S3). Se usó como parámetro de selección de la concentración óptima de cada deshidratante, el mínimo de estabilidad de las emulsiones, evaluándolas a concentraciones de 50 a 600ppm. El mínimo de estabilidad permitió conocer la concentración de deshidratante con la que se alcanzó el 50% de agua coalescida en menor tiempo y se representa como el mínimo de la curva en las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, pero no todas las curvas presentaron un mínimo de estabilidad, debido a que algunas no

tienen punto de inflexión y para esos casos se tomó el valor que representó el menor tiempo de coalescencia. Estas figuras se construyeron con los datos obtenidos de tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) presentados en el Anexo C desde la tabla C.1 hasta la tabla C.4, en función de las concentraciones de los deshidratantes empleados.



**Figura 4.1 Tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) en función de la concentración de deshidratante, para la muestra "A1".**

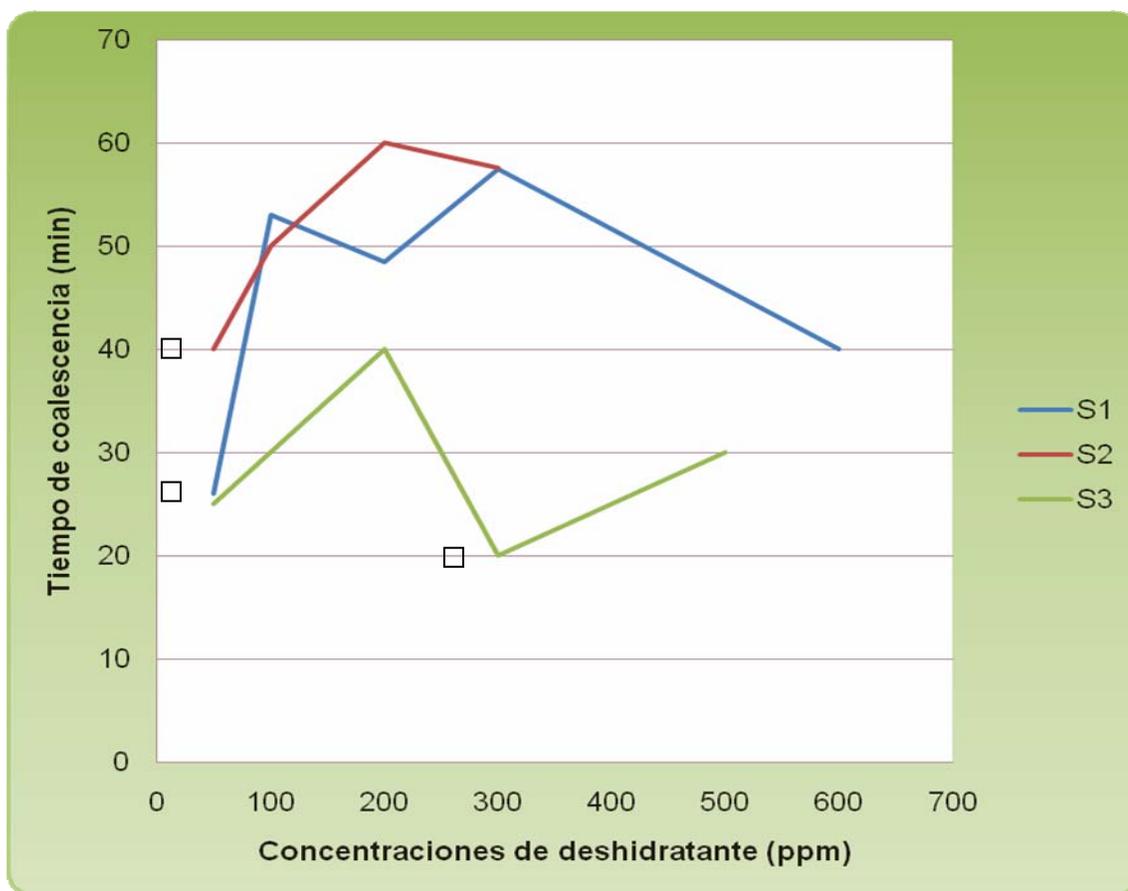
En la figura 4.1 se observa la curva que representa el comportamiento del deshidratante S1, el punto mínimo señalado con el recuadro, indica que la mejor concentración para este desmenuzante fue de 50 ppm con un tiempo de coalescencia de 13,4 minutos. Con respecto al producto S2, si presenta el mínimo de estabilidad ya que este es el punto de inflexión de la curva y se tiene que la concentración más efectiva fue de 300 ppm con un tiempo de coalescencia de 10 minutos y para el deshidratante S3 se visualiza igualmente una concentración de 300 ppm con un tiempo de 13,4 minutos.



**Figura 4.2 Tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) en función de la concentración de deshidratante, para la muestra “B1”.**

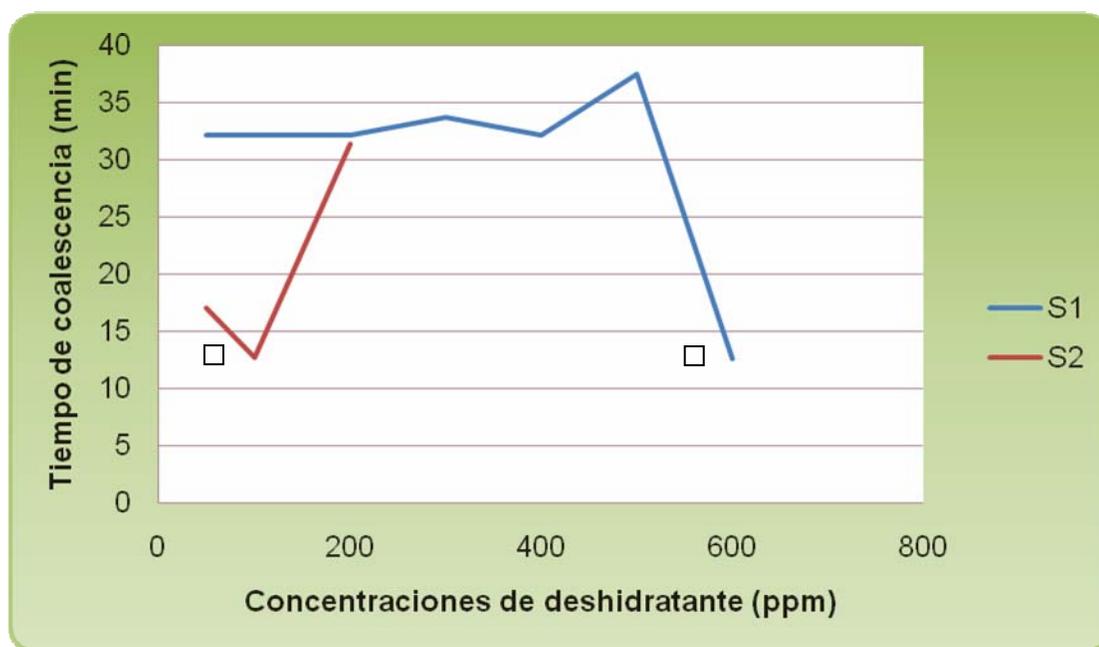
En la figura 4.2 muestra que la mejor concentración para el deshidratante S1 fue de 200 ppm, de 50 ppm para el S2 y de 100 ppm para el deselmulsionante S3, con tiempos de coalescencia de 10,2, 13,2 y 17,8 minutos respectivamente. En la curva del deshidratante S3 se observa que concentraciones de 50, 400, 500 y 600 ppm no tienen valores definidos, esto se debe a que este deshidratante para estas concentraciones no llegó a alcanzar un 50% de agua separada en la muestra B1. Ninguna de las tres curvas presentaron mínimo de estabilidad, por lo tanto se tomó el menor valor de tiempo de coalescencia para escoger la concentración óptima de cada deselmulsionante.

En la figura 4.3 se visualiza que para los deshidratantes S1 y S2 la concentración óptima para ambos fue de 50 ppm, y de 300 ppm para el desemulsionante S3, con tiempos de coalescencia de 26, 40, y 20 minutos respectivamente. En la curva que describe el comportamiento del producto S2 se observa que no posee valores definidos para las concentraciones de 400, 500 y 600 ppm, igualmente ocurre con el deshidratante S1 en los valores de 400 y 500 ppm y con el producto S3 para 100, 400 y 600 ppm; tal cual se explicó anteriormente se debe, que a estas concentraciones no se alcanzó un 50% de agua separada en la muestra C1. Cabe destacar que la única curva que presentó el mínimo de estabilidad fue la del deshidratante S3.



**Figura 4.3** Tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) en función de la concentración de deshidratante, para la muestra "C1".

La figura 4.4 muestra que para el deshidratante S1 la mejor concentración es de 600 ppm y para el producto S2 de 100 ppm, con tiempos de coalescencia de 12,6 y 12,7 minutos respectivamente. La curva del deshidratante S3 posee un punto de inflexión, por tanto este representa el mínimo de estabilidad, a diferencia de la curva descrita por el producto S1 que solo indica el menor valor de tiempo de coalescencia. En esta gráfica no se obtuvieron valores del desemulsionante S3 debido a que, éste alcanzó el 50% de volumen de agua coalescida solamente con una concentración de 50 ppm, por tal motivo no se describe curva alguna por ser un único punto. En el comportamiento del producto S2 se observa que no alcanzó el mínimo de estabilidad para las concentraciones 300, 400, 500 y 600 ppm.



**Figura 4.4** Tiempo de coalescencia ( $t_c$ ) en función de la concentración de deshidratante, para la muestra “D1”.

#### 4.2.2 Aplicación de un procedimiento para la recuperación de petróleo presente en las muestras contaminadas

Con cada una de las concentraciones seleccionadas en el punto anterior, siendo determinadas por el mínimo de estabilidad, se trataron las muestras contaminadas en el tanque de lavado para la recuperación del petróleo. Las

concentraciones seleccionadas por medio del ensayo prueba de botella, se redujeron utilizando un factor de dos, debido a que el proceso llevado a cabo en el tanque de lavado es un sistema de tipo dinámico, gracias a la agitación mecánica y el tratamiento térmico al cual son sometidas las muestras. A diferencia de la prueba de botella donde se aplica un sistema estático, por tanto es menor la dosificación de deshidratante.

Este procedimiento de recuperación de petróleo se realizó con tiempos de residencia de 1 hora y 1 ½ hora. En total se realizaron veinticuatro corridas en el sistema, motivado a que cada muestra se trató con las mejores concentraciones de los deshidratantes S1, S2 y S3, y cada concentración se sometió a los dos tiempos de residencia establecidos, lo que resultó seis corridas por muestra, como se observa en la tabla 4.2.

**Tabla 4.2 Corridas realizadas a cada muestra de desecho, con la concentración óptima de deshidratante en los tiempos de residencia establecidos en el tanque de lavado.**

Muestra	Corrida	Deshidratante	Concentración (ppm)	Tiempo de residencia (h)
A1	1	S1	25	1
	2	S2	150	
	3	S3		
	4	S1	25	1 ½
	5	S2	150	
	6	S3		
B1	1	S1	100	1
	2	S2	25	
	3	S3	50	
	4	S1	100	1 ½
	5	S2	25	
	6	S3	50	
C1	1	S1	25	1
	2	S2		
	3	S3		
	4	S1	25	1 ½
	5	S2		
	6	S3		
	1	S1	300	

D1	2	S2	50	1
	3	S3	25	
	4	S1	300	1 ½
	5	S2	50	
	6	S3	25	

### 4.3 ANÁLISIS DEL EFECTO DE PH DEL AGUA EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES ESTUDIADAS

La estabilidad de las emulsiones se analizó principalmente por la medición del volumen de la fase agua separada. Las muestras A1 y B1 no se les varió el pH, se trataron en el tanque de lavado con su pH inicial, pero a las muestras C1 y D1 si se le modificó su valor. Como se explicó en el capítulo anterior, a la muestra C1 se le agregó una solución de hidróxido de sodio (NaOH 1% m/v), de esta manera se modificó el pH de la fase acuosa a básica donde se obtuvo un pH de 9 y 11 aproximadamente, así a su vez la muestra D1 se trató con valores de pH entre 2 y 4 para formar un medio ácido, agregando una solución de ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 50% v/v).

Este análisis se realizó observando el cambio en las propiedades fisicoquímicas de las muestras recuperadas, considerando primordialmente el efecto que produjo la variación del pH en la cantidad de agua separada por el tanque de lavado. Entre las tablas 4.3 a la 4.6 se presentan los resultados obtenidos en esta etapa de la investigación:

**Tabla 4.3 Características fisicoquímicas del petróleo recuperado a partir de la muestra A1.**

Propiedad	S1		S2		S3	
	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
pH	6,20	6,24	6,21	6,27	6,30	6,24
Agua y sedimentos (%v/v)	2,0	0,5	2,0	1,0	2,0	0,2
Gravedad API a 60°F (°API)	30,9	31,2	30,6	30,8	30,7	30,8
Gravedad	0,87	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87

específica a 60°F	34	97	29	18	24	18
Densidad a 82°F (g/ml)	0,86 99	0,85 88	0,87 31	0,86 04	0,87 30	0,86 18
Umbral de floculación de asfaltenos (%m/m)	45,7 3	46,4 7	45,1	46,4 6	44,3	47,7
Contenido de asfaltenos (%m/m)	8,51	9,1	8,94	9,3	8,5	9,31
Viscosidad cinemática a 82°F (cSt)	4,23	4,11	4,18	3,94	4,34	4,13
Viscosidad absoluta a 82°F (cP)	3,68	3,53	3,65	3,39	3,79	3,56

En la tabla 4.3 se muestran las características fisicoquímicas de la muestra A1 al ser tratada con los deshidratantes S1, S2 y S3; analizando tanto el pH de la muestra inicial (6,20) como el de las recuperadas, se observa que son muy cercanos al valor neutro (ligeramente ácido). Con respecto al porcentaje de agua y sedimentos para tiempos de residencia de 1 hora y 1½ hora disminuyó considerablemente en las seis corridas realizadas con esta muestra. En las tres corridas para un tiempo de proceso de 1 hora, el contenido de agua y sedimentos es mayor a la especificación de calidad (menor de 0,5 %v/v) para crudos medianos y livianos según las especificaciones de los contratos de comercialización (Vité, 2008). Sin embargo para un tiempo de residencia de 1½ hora se alcanzó la especificación, con los deshidratantes S1 y S3.

En el petróleo recuperado a partir de la muestra A1, se obtuvo un crudo mediano con gravedad entre 30 y 31 °API. Se alcanzaron valores de densidad de 0,8588 y 0,8618 g/ml para las corridas de 1½ hora con los deshidratantes S1 y S3 respectivamente. Los valores de viscosidad del petróleo recuperado obtenidos en las seis corridas, son semejantes al de la emulsión (muestra de petróleo contaminado, 4,25 cP).

En la tabla 4.4 se presentan las características fisicoquímicas del petróleo recuperado a partir de la muestra B1, los resultados obtenidos son muy similares a los de la muestra A1, ya que los valores de pH de ambas son muy cercanos como se observa a continuación.

**Tabla 4.4 Características fisicoquímicas del petróleo recuperado a partir de la muestra B1.**

Propiedad	S1		S2		S3	
	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
pH	6,60	6,58	6,61	6,59	6,60	6,59
Agua y sedimentos (%v/v)	0,5	0,2	1,5	0,4	0,3	0,1
Gravedad API a 60°F (°API)	27,9	28,0	27,2	27,4	27,4	27,6
Gravedad específica a 60°F	0,88 77	0,88 71	0,89 16	0,89 05	0,89 05	0,88 94
Densidad a 82°F (g/ml)	0,89 02	0,87 59	0,89 41	0,88 02	0,87 91	0,87 85
Umbral de floculación de asfaltenos (%m/m)	39,1 1	39,7 8	37,2 9	38,0 5	37,2 8	38,0 7
Contenido de asfaltenos (%m/m)	5,73	6,3	8,32	9,83	7,91	7,93
Viscosidad cinemática a 82°F (cSt)	14,7 1	13,8 5	14,0 4	13,5 5	14,7 5	14,1 8
Viscosidad absoluta a 82°F (cP)	13,0 9	12,1 3	12,5 5	11,9 3	12,9 7	12,4 6

Como se mencionó anteriormente los valores de pH de las muestras A1 y B1 son muy similares y tal cual se explicará a continuación el resto de las características fisicoquímicas siguieron la misma tendencia de la muestra A1. Los resultados obtenidos con respecto al porcentaje de agua y sedimentos muestran que para un tiempo de residencia de 1 hora los deshidratantes más eficientes fueron el S1 y el S3 logrando resultados de 0,5 y 0,3 %v/v, y de 0,2, 0,4 y 0,1 %v/v para los tres deshidratantes (S1, S2 y S3 respectivamente) en tiempos de residencia de 1½ hora, esto mejora la calidad del crudo y permite que las muestras estén dentro de las especificaciones de contenido de agua y sedimentos para crudos medianos.

Se puede observar que la gravedad API para la muestra B1 recuperada, en las seis corridas corresponde a petróleo de tipo mediano ya que el valor se mantiene entre 27 y 28 °API. En cuanto a la densidad, así como en la muestra A1 los valores son semejantes en las seis corridas. Con respecto a la viscosidad disminuyó

aproximadamente entre cinco y seis unidades, al compararla con el valor de la muestra de petróleo contaminado (18,04 cP), esto posiblemente se debe a la disminución de la fase interna (agua) ya que, a mayor contenido de gotas, existen más interacciones entre las gotas, por lo tanto mayor viscosidad y lo contrario ocurre al disminuir la proporción de la fase interna en la emulsión (Salager, 1999).

Para verificar que el proceso de deshidratación, específicamente el tanque de lavado funcionaba correctamente con el nuevo distribuidor de líquido en comparación con el distribuidor original, a las muestras A1 y B1 no se les varió el pH. Con los resultados obtenidos de las muestras A1 y B1 se puede afirmar que las emulsiones con pH cercano al valor neutro, al ser sometidas a un sistema de deshidratación en un tanque de lavado con la dosificación de desemulsionante correcta, se obtiene petróleo recuperado con un contenido de agua de hasta 0,1 %v/v, lo cual cumple satisfactoriamente con las especificaciones de calidad, evidenciando una buena deshidratación del petróleo.

A continuación en la tabla 4.5 se presentan las características fisicoquímicas del petróleo recuperado a partir de la muestra C1, con valores de pH entre 9 y 11:

**Tabla 4.5 Características fisicoquímicas del petróleo recuperado a partir de la muestra C1.**

Propiedad	S1			S2			S3		
	1 hora	1/2 hora							
pH	6,64	9,02	10,95	6,63	8,95	10,97	6,63	9,00	11,02
Agua y sedimentos (%v/v)	0,2	0,7	8,0	0,6	0,0	9,0	0,5	0,0	8,0
Gravedad API a 60°F (°API)	27,1	24,8	23,6	26,9	24,5	20,4	26,9	23,5	20,7
Gravedad específica a 60°F	0,8922	0,9053	0,9123	0,8933	0,9070	0,9315	0,9123	0,9129	0,9297
Densidad		0	0		0	0		0	0

ad 82°F (g/ml)	0 ,8834	,9062	,9085	0 ,8853	,9077	,9182	0 ,8849	,9073	,9175
Umbral de floculación de asfaltenos (% m/m)	4 5,64	A .F	A .F	4 4,95	A .F	A .F	4 4,88	A .F	A .F
Conteni do de asfaltenos (%m/m)	8 ,26	8 ,02	7 ,94	8 ,14	7 ,53	7 ,42	8 ,21	7 ,50	7 ,41
Viscosi dad cinemática a 82°F (cSt)	7 ,33	9 ,33	1 0,26	7 ,67	9 ,57	1 0,74	7 ,51	9 ,47	1 0,67
Viscosi dad absoluta a 82°F (cP)	6 ,47	8 ,46	9 ,32	6 ,79	8 ,69	9 ,86	6 ,65	8 ,59	9 ,79

\*A.F: asfaltenos floculados.

En la tabla 4.5 se observan las variaciones de las características fisicoquímicas de la muestra C1 después de haber sido tratada en el tanque de lavado. A esta muestra se le modificó el pH inicial de 6,64 a valores de 9 y 11. El porcentaje de agua y sedimentos obtenido en las tres corridas, para tiempos de residencia de 1 hora donde el pH era 9, fue de 7 %v/v con el deshidratante S1, y 10 %v/v para los desemulsionantes S2 y S3, no se obtuvieron porcentajes dentro de las especificaciones de los tratados de comercialización; en comparación con las tres corridas de pH casi neutro donde se alcanzaron valores de 0,2, 0,6 y 0,5 %v/v para los deshidratantes S1, S2 y S3 respectivamente. En las corridas con pH de 11 no se logró una ruptura de la emulsión considerable ya que, para los deshidratantes S1, S2 y S3 se obtuvieron valores de 18, 29 y 28 %v/v de porcentaje de agua y sedimentos respectivamente.

Con respecto a la gravedad API una vez deshidratada la muestra C1 con valores de pH de 9 y 11, no se pueden clasificar según el tipo de crudo, ya que el porcentaje de agua presente en la muestra recuperada es alto. Para las tres corridas con pH casi neutro el tipo de petróleo obtenido a partir de la muestra C1 contaminada es mediano. Según los resultados obtenidos del porcentaje de agua y sedimentos y de gravedad API, se evidencia la influencia que tiene un pH básico en la estabilidad de las emulsiones W/O ya que, mientras mayor fue el valor del pH menor cantidad de



densidad específica a 60°F	,8812	,8799	,8789	,8827	,8811	,8789	,8856	,8838	,8833
Densidad a 82°F (g/ml)	<sup>0</sup> ,8835	<sup>0</sup> ,8811	<sup>0</sup> ,8686	<sup>0</sup> ,8766	<sup>0</sup> ,8707	<sup>0</sup> ,8669	<sup>0</sup> ,8857	<sup>0</sup> ,8806	<sup>0</sup> ,8802
Umbral de floculación de asfaltenos (% m/m)	<sup>4</sup> 8,76	<sup>4</sup> 8,96	<sup>5</sup> 0,03	<sup>4</sup> 8,69	<sup>4</sup> 8,31	<sup>4</sup> 8,36	<sup>4</sup> 8,61	<sup>4</sup> 8,30	<sup>4</sup> 8,29
Contenido de asfaltenos (%m/m)	<sup>7</sup> ,99	<sup>4</sup> ,15	<sup>5</sup> ,28	<sup>7</sup> ,91	<sup>4</sup> ,50	<sup>4</sup> ,81	<sup>7</sup> ,87	<sup>4</sup> ,75	<sup>5</sup> ,07
Viscosidad cinemática a 82°F (cSt)	<sup>5</sup> ,11	<sup>5</sup> ,04	<sup>4</sup> ,90	<sup>5</sup> ,27	<sup>5</sup> ,12	<sup>4</sup> ,86	<sup>5</sup> ,38	<sup>5</sup> ,28	<sup>5</sup> ,27
Viscosidad absoluta a 82°F (cP)	<sup>4</sup> ,51	<sup>4</sup> ,44	<sup>4</sup> ,26	<sup>4</sup> ,62	<sup>4</sup> ,46	<sup>4</sup> ,21	<sup>4</sup> ,77	<sup>4</sup> ,65	<sup>4</sup> ,64

Los porcentajes de agua y sedimentos de las muestras recuperadas a pH ácido con el desemulsionante S1, a tiempos de residencia de 1 hora y 1½ hora fueron de 0,5 y 0,1 %v/v respectivamente, estos resultados al igual que al obtenido con la muestra tratada con el deshidratante S2 para un tiempo de 1½ hora (0,4 %v/v), cumplen con las especificaciones de los tratados comerciales para la venta del petróleo. Aunque con el deshidratante S3 el contenido de agua y sedimentos no fue el mejor, se debe recordar que en el ensayo prueba de botella se obtuvo un bajo desempeño al evaluar este desemulsionante con la muestra D1, lo que indica que en el tanque de lavado se logró una separación considerable del agua contenida en la emulsión.

En cuanto a la gravedad API de las muestras en las seis corridas, se observa que el petróleo recuperado de la muestra D1 es de tipo mediano, debido a que el valor se mantuvo entre 28 y 29 °API. Con respecto a las densidades obtenidas, los valores son semejantes para las nueve corridas; al igual que la viscosidad, en todas las muestras recuperadas el valor fue aproximadamente de 4 cP.

#### 4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PORCENTAJES DE EFICIENCIA EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO UNA VEZ APLICADA LA METODOLOGÍA ANTERIOR

Los porcentajes de eficiencia se determinaron para las seis corridas realizadas a cada una de las muestras contaminadas (A1, B1, C1 y D1), como se presenta en la tabla 4.7:

**Tabla 4.7 Porcentajes de eficiencia de las muestras recuperadas.**

Muestra	pH	Porcentaje de eficiencia (%)					
		S1		S2		S3	
		1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora	1 hora	1 1/2 hora
A1	Neutro	93,33	98,33	93,33	96,66	93,33	99,33
B1	Neutro	98,15	99,26	94,44	98,52	98,89	99,63
C1	Básico	76,67	40,00	66,67	3,33	66,67	6,67
D1	Ácido	96,67	99,33	93,33	97,33	86,67	86,67

Los resultados de porcentajes de eficiencia mostrados en la tabla anterior, permiten conocer que para la muestra A1 y B1 con pH cercano al valor neutro, el sistema de deshidratación de petróleo a escala de laboratorio permite un alto rendimiento e igualmente ocurre con la muestra D1 con un pH ácido. Las muestras A1 y B1 comprueban la eficiencia del tanque de lavado con el nuevo distribuidor de líquido para tratar muestras de petróleo contaminadas sin alterar los valores de pH de la fase acuosa de la emulsión, ya que se rompieron considerablemente las emulsiones y disminuyó el contenido de agua y sedimentos. El mayor porcentaje de eficiencia que se obtuvo fue de 99,63% para la muestra B1 con el deshidratante S3 durante 1½ hora de tiempo de residencia en el equipo de deshidratación.

En cambio para la muestra C1 los porcentajes de eficiencia fueron bajos, ya que se obtuvo valores por debajo del 50% de eficiencia en las tres corridas

realizadas con pH 11 a tiempos de residencia de 1½ hora para los tres deshidratantes utilizados. Con estos resultados se puede afirmar que un valor de pH=11 en la fase acuosa de la emulsión la estabiliza, lo que ocasiona mayor dificultad para extraer el agua emulsionada en la muestra de petróleo contaminada.

#### 4.5 CONCLUSIONES

1. En la caracterización de las propiedades físicoquímicas de las muestras contaminadas, la muestra A1 presentó 30 %v/v de agua y sedimentos; la muestra B1 tuvo 27 %v/v; la muestra C1 presentó 30 %v/v y por último en la muestra D1 se obtuvo un 15 %v/v de agua y sedimentos. Las muestras de desechos A1, B1, C1 y D1 presentaron viscosidades de 4,25, 17,88, 9,53 y 5,66 cP respectivamente.

2. El mejor deshidratante para la muestra A1 fue el S2 (RM 443 DH) a una concentración de 300 ppm. El desemulsionante S1 (Nalco EC 2415 A) fue el más factible para la muestra B1 y D1 a una concentración de 200 y 600 ppm respectivamente. A diferencia de la muestra C1 el mejor deshidratante fue el S3 (RM 5453).

3. Para las muestras A1 y B1 recuperadas con pH cercano al neutro, se obtuvieron porcentajes de agua y sedimentos de 0,2 y 0,1 %v/v respectivamente, ambos con el deshidratante S3 en un tiempo de residencia de 1½ hora en el tanque de lavado.

4. En la muestra C1 recuperada con pH básico, no se observó una separación apreciable de la emulsión y los asfaltenos floclaron completamente. El mejor resultado fue de 7 %v/v de agua y sedimentos con el deshidratante S1 en un tiempo de residencia de 1 hora.

5. En la muestra D1 recuperada con pH ácido, específicamente con el deshidratante S1 y para un tiempo de residencia de 1½ hora, se obtuvo un 0,1 %v/v de agua y sedimentos.

6. La eficiencia del sistema de deshidratación, fue de 99,33% para las muestras A1 y D1 con pH de 6,24 y 4,06 respectivamente, y de 99,63% para la muestra B1 con un pH de 6,59. En cuanto a la muestra C1 con pH 9 el valor más alto fue de 76,67%.

#### **4.6 RECOMENDACIONES**

1. Realizar pruebas experimentales con muestras de desecho de petróleo pesado variando la temperatura en el equipo de deshidratación a escala de laboratorio.

2. Estudiar muestras contaminadas de crudos pesados aplicando la metodología utilizada en esta investigación.

## BIBLIOGRAFÍA

Bogarín, B. (2008). Adecuación de la infraestructura de deshidratación de crudos para el incremento del volumen de agua asociada a la producción de la estación de flujo Musipán - PDVSA. Trabajo de grado, Universidad de Oriente.

Carrillo, L. (2008). El petróleo y tipos de petróleo. Biodisol, Volumen 32, pp. 1-4. Argentina.

Chaurán, I. (1999). Evaluación de efectos desemulsificantes en deshidratación de crudos pesados. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui.

De la Cruz, L. (2003). Producción de petróleo. Manual. Centro de Ingenieros del estado Carabobo, Valencia.

Delgado, J. (2006). Asfaltenos, composición, agregación, precipitación. Cuaderno FIRP S369-A. Primera edición, Universidad de los Andes, Mérida.

Forero, J. y otros. (2008). Design and development of a high efficiency tank for crude oil dehydration (I). *CT&F Ciencia Tecnología y Futuro*. Volumen 3, número 4, pp. 185-199.

**Guo, J., Li, M., Lin, M. y Wu Z. (2007). Effect of alkali on Daqing crude oil/water interfacial properties. *Petroleum Science*, Volumen 4, pp. 66-69.**

López, E. (2004). Influencia de la formulación sobre la estabilidad de las emulsiones. Trabajo de grado, Universidad de los Andes, Mérida.

Marfisi, S. (2005). Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos. Tesis doctoral, Universidad de los Andes, Mérida.

Marfisi, S., Salager, J. (2004). Deshidratación de crudo, principios y tecnología. Cuaderno FIRP S853, Universidad de los Andes, Mérida.

Marín, C. (2009). Desarrollo de una metodología experimental para la recuperación de Petróleo Contaminado con Impurezas. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui.

Márquez, R., Forgiarini, A. y Bullon, J. (2007). Emulsiones parenterales. Cuaderno FIRP S 485-A. Primera edición, Universidad de los Andes, Mérida.

Norman, C. y Trombetta, J. (2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Nota técnica. Tiorco

Pérez, B., Garfias, F. (2002). Deshidratación del crudo Maya mediante un campo eléctrico de corriente continua. Journal of de Mexican Chemical Society. Volumen 46, número 3, pp. 227-234.

Pérez, I., Tapia, A. (2007). Desemulsificación de crudo. Revista de la Industria petrolera. OXITENO México S.A., volumen 115, pp 59-62.

Salager, J. (1988). Bases fundamentales de la deshidratación. Cuaderno FIRP 853. Universidad de los Andes, Mérida.

Salager, J. (1999). Propiedades de las emulsiones y su medición. Cuaderno FIRP S747-B. Segunda edición, Universidad de los Andes, Mérida.

Salager, J. (2002). Surfactantes, tipos y usos. Cuaderno FIRP S 300-A. Segunda edición, Universidad de los Andes, Mérida.

Secretaría de Energía (2008). Contenidos didácticos: Hidrocarburos, características, producción y refinación. Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios, Argentina.

Vite, J. (2008). Métodos para la deshidratación de hidrocarburos. Revista de Comunicación Interna de COMESA (SINERGIA), Compañía Mexicana de Exploraciones, Volumen 17, pp, 4-5.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

TÍTULO	<b>ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UNA METODOLOGÍA PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CONTAMINADO EN LABORATORIOS DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE</b>
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>MILIE ANTONIETA ALAFIF RODRÍGUEZ</b>	CVLAC: 18.455.108 E MAIL: miliealafif@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Estudio, experimental, metodologia, recuperacion, petroleo, laboratorio

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
<b>Ingeniería y ciencias aplicadas</b>	<b>Ingeniería química</b>

### RESUMEN (ABSTRACT):

En este trabajo de investigación se estudió experimentalmente una metodología para la recuperación de petróleo contaminado en laboratorios de la Universidad de Oriente, utilizando un tanque de lavado mejorado como equipo de deshidratación del petróleo, a escala de laboratorio. Se caracterizaron físicoquímicamente las muestras contaminadas A1, B1, C1 y D1, arrojando porcentajes de agua y sedimentos de 30, 27, 30 y 15%, respectivamente. Las muestras contaminadas se trataron en el sistema de deshidratación luego de haber seleccionado las concentraciones óptimas de los deshidratantes S1 (Nalco EC 2415 A), S2 (RM 443 DH) y S3 (RM 5453) utilizados para el tratamiento, mediante el ensayo de prueba de botella. Se usó como parámetro de selección del desemulsionante, el mínimo de estabilidad de las emulsiones, obteniéndose como mejor deshidratante para la muestra A1 el S2 (RM 443 DH) a una concentración de 300 ppm; para las muestras B1 y D1 el producto S1 (Nalco EC 2415 A) fue el más factible, a una concentración de 200 y 600 ppm respectivamente. En contraste con la muestra C1, el mejor deshidratante fue el S3 (RM 5453) a una concentración de 300 ppm. También se analizó el efecto del pH, en las muestras A1 y B1 recuperadas con pH cercano al valor neutro, se obtuvieron porcentajes de agua y sedimentos de 0,2 y 0,1 %v/v respectivamente; en la muestra C1 recuperada con pH básico (9 y 11) no se observó una separación apreciable de la emulsión, ya que el mejor resultado fue de 7 %v/v. En la muestra D1 recuperada con pH ácido (2 y 4), en un tiempo de residencia de 1 hora, se alcanzó un 0,1 %v/v de agua y sedimentos. Por último, se determinaron los porcentajes de eficiencia de las muestras estudiadas.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL					
Ing. Luis Moreno	ROL	CA	AS	X	TU	JU
	CVLAC:					
	E_MAIL	luismorenog@cantv.net				
	E_MAIL					
Ing. Shirley Marfisi	ROL	CA	AS	TU	X	JU
	CVLAC:					
	E_MAIL	marfishirley@cantv.net				
	E_MAIL					
Ing. Yraima Sala	ROL	CA	AS	TU	X	JU
	CVLAC:					
	E_MAIL	yrasal57@hotmail.com				
	E_MAIL					

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

<b>2011</b>	<b>01</b>	<b>28</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

LENGUAJE. SPA

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UNA METODOLOGÍA.DOC	APPLICATION/MSWORD

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J  
K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1  
2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO QUÍMICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PRE-GRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE/ NÚCLEO ANZOATEGUI

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO:**

DERECHOS

De acuerdo al artículo N° 41 del Reglamento de Trabajo de Grado: “Los trabajos de Grado son exclusivamente propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”.

**MILIE ANTONIETA ALAFIF RODRIGUEZ**

AUTOR

Ing. Luis Moreno

TUTOR

Ing. Shirley Marfisi (Dra)

JURADO

Ing. Yraima Salas (MSc)

JURADO

Ing. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS