

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN  
MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO DEMCOM EN UN CRUDO MEDIANO”.**

**REALIZADO POR:**

NÚÑEZ SANCHEZ, Silvia Patricia  
SCROFANI OJEDA, Laura Carolina

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial para Optar  
al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Puerto la Cruz, Abril de 2011.**

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



**“DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN  
MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO DEMCOM EN UN CRUDO MEDIANO”.**

**APROBADO**

**JURADO CALIFICADOR**

---

**Ing. Rayda Patiño. (M.Sc.)**

Asesor Académico

---

**Ing. Jairo Uricare (ESP)**

Jurado Principal

---

**Ing. Oly Guerra (M.Sc)**

Jurado Principal

**Puerto la Cruz, Abril de 2011.**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN  
MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO DEMCOM EN UN CRUDO MEDIANO”.**

---

**Tutor(a) Académico**

**Ing. Rayda Patiño (M.Sc)**

---

**Co-Asesor Académico**

**Ing. Alicia Sánchez (M.Sc)**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial para Optar  
al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Puerto la Cruz, Abril de 2011.**

## **RESOLUCIÓN**

**De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:**

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

## DEDICATORIA

Le dedico este logro principalmente a Dios, a la Virgen y a mis angelitos mi abuelo Pedro Alejandro y a mi Francisqui, porque ellos son la FE en mi vida que me ha ayudado a lograr todo lo que me he propuesto y creer mucho en mi para llegar a alcanzar mis metas.

**A mi papito Ramón**, que es la ALEGRÍA de mi vida, me ha enseñado que todos los problemas en la vida tienen solución y a sonreírle a pesar de las adversidades que esta tiene. Es el mejor padre que me pudo dar la vida, por eso siempre le estaré eternamente agradecida. TE AMO.

**A mi mamita Alicia**, que es la persona que más admiro como mujer, como madre y como profesional. Es la PAZ en mi vida porque siempre ha estado cuando la he necesitado y mucho mas, sus palabras son aliento para mí. Es la mejor madre, amiga que me pudo dar la vida. TE AMO.

**A mis hermanas Ingrid, Alicia y María Fernanda**, son la LUZ en mi vida, porque en mis momentos difíciles ellas supieron con sus palabras y amor como sacarme de la oscuridad y darle claridad a mi camino, son las mejores hermanas, amigas y todo para mí. LAS AMO.

**A toda mi familia**, en especial a mis abuelos Teodula, Georgia y Pedro, a mis tíos Teniente, Deyanira, Dianora, Flor y José Gregorio, a mi primo Rafael, a mis yiyos Nala y Simba, y a todos mis amigos que solo con existir llenan mi vida de alegría y felicidad.

**A mi amiga Morela**, que más que una amiga es una hermana para mí, que desde que nos conocimos hemos compartido muchos momentos de felicidad, tristezas y muchas locuras. Te quiero mucho amiga.

**A mi amiga, compañera de tesis y hermana Laura**, que hemos compartido muchos momentos de felicidad y tristezas, y bueno con este proyecto cerramos un ciclo de nuestras vidas con broche de oro. Te quiero mucho amiga.

**Silvia Patricia Núñez Sánchez**

## DEDICATORIA

Le dedico mi más grande logro principalmente a dios y a la virgen santísima, quien con mucha fe he puesto todo en sus manos.

**A mi amiga y mamá,** quien más que una gran mujer es la mejor mama del mundo, que más que mi mama es mi amiga y que con su apoyo y ayuda es a quien le debo este logro. Te amo mucho mami.

**A mi papá querido,** que es el papá mas consentidor del mundo y que sin sus consejos y su calma para resolver las cosas me hizo ver muchas cosas de distintas maneras, gracias por estar allí papi eres lo mejor, te amo muchísimo.

**A mis hermanos Mariana y Manuel,** que mas que mis hermanos son mis mejores amigos, con quienes cuento para muchísimas cosas y quienes me ayudaron mucho para lograr mis metas. Los quiero muchísimo.

**A mi esposo Elieser y a mi hija María Laura,** Elieser quien es mi apoyo para TODO lo que hago, quien me ayudo y me apoyo en los momentos más difíciles de mi vida, gracias por esta ahí, mi vida te amo muchísimo. Y mi hija quien es la luz de mis ojos, gracias dios por darme ese regalo, te amo muchísimo hija.

**A mis amigas More y Zele,** quienes fueron mis compañeras de clase en toda esta etapa, con quienes compartí momentos lindísimos y que estoy segura que sin ellas esta etapa no hubiese sido una de las etapas más lindas de mi vida, las quiero muchísimo amigas.

**A mi compañera de tesis, amiga y hermana Silvia y a la Señora Alicia,** quienes sin su ayuda estoy segura el camino no hubiese el mismo. Silvia amiga gracias por estar conmigo en las buenas y malas te quiero muchísimo, Sra. Alicia gracias por su gran ayuda y por siempre ser nuestro apoyo en esta etapa. Las quiero muchísimo, mil gracias por todo nunca se me va a olvidar lo que hicieron por mí.

**Laura Carolina Scrofani Ojeda**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios y a la Virgen principalmente porque nos ayudaron a tener paciencia para poder terminar este proyecto para obtener el logro más grande de nuestras vidas poder decir **SOY INGENIERO DE PETRÓLEO.**

**A Alicia Sánchez,** que fue la más grande ayuda que hemos tenido, gracias a ti pudimos desarrollar todo este proyecto, eres nuestra más grande colaboradora y este logro lo compartimos contigo porque también es tuyo. Eternamente agradecidas.

**A la profesora Rayda Patiño,** nuestra tutora por habernos facilitado el tema de este proyecto y ayudarnos en todo momento.

**A Simón Ruiz,** por siempre ayudarnos en la elaboración de los experimentos y quedarte con nosotras hasta tarde aunque solo fuera para acompañarnos.

**A la Refinería de Puerto la Cruz y a todo su personal, en especial a Omar Alkadamani,** por su gran ayuda y colaboración, gracias a ustedes por conseguirnos el crudo y muchas cosas más para la realización de este proyecto.

Y agradecemos a todas las personas que de una manera u otra nos ayudaron a conseguir este gran logro.

**Silvia Patricia Núñez Sánchez**  
**Laura Carolina Scrofani Ojeda**

## RESUMEN

En el presente trabajo se estudió la eficiencia de deshidratación mediante el uso del método DEMCOM en un crudo mediano. La muestra de petróleo crudo fue previamente caracterizada, obteniéndose un crudo mediano de 30,3 °API, porcentaje de agua y sedimentos 0,3%, densidad 0,93955 g/cc, viscosidad 11 cp. Luego se preparó la emulsión agua – crudo con un porcentaje en volumen de crudo de 90% y 10% de agua, este volumen se empleó debido a que el crudo mesa solo contenía 0,3% de agua, cantidad insuficiente para realizar el proceso de deshidratación. Esta investigación permitió a través de ensayos experimentales realizados en el laboratorio de procesamiento de hidrocarburos probar la efectividad del método DEMCOM. Se realizaron unas series de pruebas, disponiendo cantidades de crudo emulsionado combinados con varios desemulsificantes y diferentes composiciones del mismo, aplicando dos tecnologías de rompimiento de emulsión: la Prueba de la Botella y el método DEMCOM. Se determinó que el mejor desemulsificante fue el producto B, obteniéndose los mayores porcentajes de separación de agua con el método DEMCOM para 4, 6 y 8% de química desemulsificante, los cuales fueron 80,45%, 80,81% y 82% respectivamente. Al efectuar los múltiples ensayos se prosiguió a efectuar el análisis comparativo entre los resultados arrojados mediante la prueba de la botella y los obtenidos a través del método DEMCOM. Estos resultados (DEMCOM 80,45%, PB 64%; DEMCOM 80,81%, PB 65%; DEMCOM 81,22%, PB 67% para 4, 6 y 8% de química respectivamente), revelan que la mejor deshidratación del crudo fue a través del método DEMCOM, donde notablemente la eficiencia del mismo (81.03%), mejora la eficacia del proceso en general, reduciendo el tiempo de deshidratación del crudo realizado mediante la Prueba de la Botella, generando así que técnicamente esta nueva tecnología puede ser empleada a nivel de laboratorio, la cual permitiría cuantificar de una manera más exacta el porcentaje de agua separada en el crudo y por ende un ahorro notable en el tiempo de coalescencia de las emulsiones de crudo.

# ÍNDICE

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE.....	IX
INTRODUCCIÓN.....	- 18 -
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	- 18 -
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	- 20 -
1.2.1 Objetivo General.....	- 20 -
1.2.2 Objetivos Específicos.....	- 20 -
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	- 21 -
2.1 ANTECEDENTES.....	- 21 -
2.2 BASES TEÓRICAS.....	- 22 -
2.2.1 Emulsiones.....	- 22 -
2.2.2 Tipos de Emulsión.....	- 22 -
2.2.3 Propiedades de las Emulsiones.....	- 23 -
2.2.4 Emulsiones de agua en petróleo crudo.....	- 24 -
2.2.5 Estabilidad y ruptura de la emulsión.....	- 26 -

2.2.6 Emulsificantes .....	- 29 -
2.2.7 Eficacia de un Emulsificante en la Estabilidad de una Emulsión.....	- 30 -
2.2.8 Deshidratación de petróleo crudo .....	- 30 -
2.2.9 Método Prueba de la Botella .....	- 34 -
2.2.10 Método DEMCOM.....	- 36 -
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	- 39 -
3.1 CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE LA MUESTRA DE CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA. ....	- 39 -
3.1.1 Determinación del porcentaje de agua y sedimentos en el petróleo crudo por centrifugación. (ASTM D 96). ....	- 39 -
3.1.2 Medición de la gravedad API del crudo Mesa. (ASTM D 287).....	- 40 -
3.1.3 Medición de la densidad mediante el uso del picnómetro.....	- 41 -
3.1.4 Destilación de productos de petróleo (ASTM D86 – 67/IP 123) .....	- 42 -
3.1.5 Determinación de la viscosidad cinemática mediante el uso del viscosímetro Cannon automático (ASTM D 445) .....	- 43 -
3.2 DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES .....	- 44 -
3.3 DESHIDRATACIÓN POR EL MÉTODO TRADICIONAL (PRUEBA DE LA BOTELLA).....	- 45 -
3.4 DESHIDRATACIÓN POR EL MÉTODO DEMCOM .....	- 46 -
3.4.1 Elaboración de la curva de Calibración.....	- 47 -
3.4.2 Realización de las pruebas de desemulsificación:.....	- 48 -
3.5 EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS .....	- 49 -

3.5.1 Equipos .....	- 49 -
3.5.2 Materiales .....	- 50 -
3.5.3 Sustancias .....	- 50 -
DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	- 51 -
4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA, ESTADO ANZOÁTEGUI. ....	- 51 -
4.2 ANÁLISIS DEL PROCESO DE DESMULSIFICACIÓN DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA POR EL MÉTODO TRADICIONAL PRUEBA DE LA BOTELLA .....	- 52 -
4.3 ANALISIS DEL PROCESO DE DESMULSIFICACIÓN DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA POR EL MÉTODO DEMCOM.-	57
-	
4.3.1 Elaboración de la Curva de Calibración .....	- 57 -
4.3.2 Pruebas de Desemulsificación .....	- 58 -
4.4 COMPROBACIÓN DE LA EFICIENCIA Y EFICACIA ENTRE EL MÉTODO TRADICIONAL DE PRUEBA DE LA BOTELLA Y EL MÉTODO DEMCOM. ...	- 64 -
CONCLUSIONES.....	- 72 -
RECOMENDACIONES .....	- 73 -
BIBLIOGRAFÍA.....	- 74 -
APÉNDICE A .....	- 75 -
APÉNDICE B.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
APÉNDICE C.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

APÉNDICE D .....;Error! Marcador no definido.

## INDICE DE TABLAS

TABLAS	NOMBRE DE LAS TABLAS	PAG
4.1	Caracterización fisicoquímica del crudo Mesa.....	32
A.1	Volúmenes de agua y sedimentos para cada tubo en la solución de crudo.....	59
A.2	Datos obtenidos para la medición de gravedad API de la solución de crudo por el método ASTM D-287.....	59
A.3	Valores obtenidos para la medición de la densidad del crudo Mesa.	59
A.4	Tabla de datos de los rangos de destilación para el crudo Mesa.....	60
A.5	Datos y condiciones de destilación del crudo Mesa.....	60
A.6	Valores de temperatura y viscosidad determinada en el crudo Mesa.....	60
A.7	Estabilidad de la emulsión realizada al crudo Mesa.....	61
A.8	Valores de tiempo y volumen de agua separada para diferentes ensayos y desemulsificantes, utilizando 2% del mismo.....	61
A.9	Valores de tiempo y volumen de agua separada para diferentes ensayos y desemulsificantes, utilizando 4% del mismo.....	62
A.10	Valores de tiempo y volumen de agua separada para diferentes ensayos y desemulsificantes, utilizando 6% del mismo.....	63
A.11	Valores de tiempo y volumen de agua separada para diferentes ensayos y desemulsificantes, utilizando 8% del mismo.....	64
A.12	Resultados de la prueba de la botella aplicada al crudo mesa con los porcentajes de química deshidratante para los diferentes desemulsificantes.....	65
A.13	Datos de tiempo, conductividad y cantidad de agua emulsionada para diferentes ensayos.....	66
A.14	Datos tiempo, conductividad promedio, cantidad de agua emulsionada promedio y fracción de agua separada.....	67

	<b>PAG</b>
A.15 Datos de conductividad y porcentaje de agua separada para la construcción de la curva de calibración.....	68
A.16 Datos de tiempo, conductividad y porcentaje de agua para diferentes desemulsificantes (2%).....	69
A.17 Datos de tiempo, conductividad y porcentaje de agua para diferentes desemulsificantes (4%).....	70
A.18 Datos de tiempo, conductividad y porcentaje de agua para diferentes desemulsificantes (6%).....	71
A.19 Datos de tiempo, conductividad y porcentaje de agua para diferentes desemulsificantes (8%).....	72
A-20 Eficiencia del Método Tradicional (Prueba de la Botella) y el Método DEMCOM.....	73

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA</b>	<b>NOMBRE DE LA FIGURA</b>	<b>PAG</b>
2.1	Fases de una emulsión.....	5
2.2	Tipos de emulsiones.....	6
2.3	Microfotografía de una emulsión agua en aceite.....	8
2.4	Mecanismo de rompimiento de una emulsión.....	9
2.5	Comportamiento del emulsificante en emulsiones W/O y O/W.....	12
2.6	Prueba de la botella.....	17
2.7	Aparato DEMCOM.....	19
3.1	Equipo para la determinación de agua y sedimento.....	21
3.2	Equipo para la medición de la gravedad API del crudo Mesa.....	22
3.3	Equipo para la medición de la densidad del crudo Mesa.....	22
3.4	Equipo para la medición de la densidad del crudo Mesa.....	23
3.5	Equipo para la medición de la destilación del crudo Mesa.....	24
3.6	Equipo para la realización de las pruebas de coalescencia.....	24
3.7	Procedimiento para la realización de la Prueba de la Botella.....	26
3.8	Acción del desemulsificante dosificado en la Prueba de la Botella.	26
3.9	Equipos utilizados en la realización del método DEMCOM.....	29
4.1	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	34
4.2	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	35
4.3	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	36
4.4	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	37
4.5	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% y 4% de desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	38
4.6	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% y 8% de desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	38
		<b>PAG</b>

4.7	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2%, 4%, 6% y 8% de desemulsificante B. Método Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% y 4% de desemulsificante. Método Prueba de la Botella.....	39
4.8	Curva de calibración: conductividad en función del porcentaje de agua. Método DEMCOM.....	40
4.9	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% desemulsificante. Método DECOM.....	42
4.10	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% desemulsificante. Método DEMCOM.....	43
4.11	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% desemulsificante. Método DEMCOM.....	44
4.12	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% desemulsificante. Método DEMCOM.....	45
4.13	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% y 4% de desemulsificantes. Método DEMCOM.....	46
4.14	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% y 8% de desemulsificantes. Método DEMCOM.....	46
4.15	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2%, 4%, 6% y 8% de desemulsificante B. Método DEMCOM.....	47
4.16	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% de desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	48
4.17	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% de desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	48
4.18	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% de desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	49
4.19	Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% de desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	49

	<b>PAG</b>
4.20 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	51
4.21 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	51
4.22 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	52
4.23 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	52
4.24 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2, 4, 6, y 8% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	53
4.25 Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4, 6, y 8% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.....	54

# INTRODUCCIÓN

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Uno de los problemas que frecuentemente ha tenido que enfrentar la industria petrolera es la eliminación de las emulsiones de crudos en agua, con el fin de cumplir las especificaciones de ventas de crudo, por lo tanto es indispensable reducir el contenido de agua y sedimentos a su mínimo valor (0,15 – 0,4 %). Por esta razón el proceso de tratamiento de crudo en campo se basa en varias etapas muy importantes que consta en la adición de químicos (desemulsificantes), agitación, aplicación de calor, tiempo de reposo, entre otros para romper la emulsión.

Los problemas de desemulsificantes de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el crudo producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo de vasijas convencionales hasta la aplicación de voltaje eléctrico elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos.

Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y crudo ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorios, plantas pilotos e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos. El desarrollo de productos que ayudan a la desemulsificación, no es la excepción y su uso para separar el agua emulsionada data desde el comienzo del siglo XX.

Existen muchas técnicas experimentales para la selección y evaluación del desempeño de desemulsificantes entre los cuales tenemos: La prueba de la botella, la cual tiene la desventaja que para realizarla requiere de mucho tiempo y se basa en lecturas subjetivas del ingeniero; el probador de dispersante láser (turbiscan); el método electroacústico, el método de espectroscopia de alta frecuencia, entre otros. Estos métodos han proporcionado información valiosa en el mecanismo de

desemulsificación, pero con las desventajas de ser costosos, pocos de ellos pueden ser adaptados para su uso en el campo y se pueden realizar pruebas a una o muy pocas muestras al mismo tiempo.

Actualmente se ha desarrollado un nuevo método para llevar el seguimiento del proceso de desemulsificación, de manera automatizada, a través de una señal electrónica que mide de manera cuantitativa y cualitativa el proceso de desemulsificación (Método DEMCOM). Este método se basa en el principio de que la conductividad del agua emulsionada es constante, sin embargo si el agua separada es continuamente mezclada con una cantidad conocida de agua con una conductividad diferente, la conductividad de la mezcla cambiará proporcionalmente con la cantidad de agua separada.

En la presente investigación se llevó a cabo la aplicación del método DEMCOM en muestras de crudo Mesa, que es un crudo mediano (30 °API) proveniente de la Mesa de Guanipa del Estado Anzoátegui. La parte experimental se realizó a través de las mediciones de la conductividad de la fase de agua de manera continua en función del tiempo, estos datos se registraron de manera automática, con el programa adecuado, en una computadora personal.

Previamente se estudió el proceso de desemulsificación de este crudo utilizando el método de la botella, lo que permitió evaluar la eficiencia y eficacia de ambos métodos.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Determinar la eficiencia del proceso de deshidratación mediante el uso del método DEMCOM en un crudo mediano.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

1. Establecer la caracterización fisicoquímica del crudo Mesa proveniente del Campo Mesa Guanipa.
2. Analizar el proceso de desemulsificación de las emulsiones del crudo Mesa proveniente del Campo Mesa Guanipa por el método tradicional, prueba de la botella.
3. Analizar el proceso de desemulsificación del crudo Mesa proveniente del Campo Mesa Guanipa por el método DEMCOM (Método de conductividad).
4. Comparar la eficiencia y eficacia entre el método tradicional prueba de la botella y el método DEMCOM

# FUNDAMENTOS TEÓRICOS

## 2.1 ANTECEDENTES

**Segovia y Vásquez**, evaluaron la rentabilidad del empleo de alcoholes como co-surfactantes para la deshidratación del crudo Guico proveniente del Distrito San Tomé, para ello caracterizaron el crudo, determinando el porcentaje de agua y sedimento, gravedad API, viscosidad, entre otros. Posteriormente realizaron pruebas de botella y evaluaron una a una las siguientes variables: Temperatura, porcentaje de deshidratante (GUI 1), porcentaje de alcoholes (Isopropílico, Secbutanol), porcentaje de diluyente (Xileno) y tiempo de retención. Los resultados de estas pruebas arrojaron que no es rentable el uso de estos alcoholes como co-surfactantes, ya que no lograron reducir de manera significativa la cantidad de deshidratante, además el costo por barril de estos alcoholes es mayor que el costo del deshidratante<sup>[1]</sup>.

**Mariani**, realizó la evaluación del sistema de deshidratación de crudo en la estación batería-17, perteneciente a la unidad de producción mediano, Distrito sur - San Tomé. PDVSA, para ello se caracterizó el crudo que se maneja en la estación, y se realizaron pruebas de botella para evaluar productos desemulsificantes, preseleccionando seis con los que luego se realizaron pruebas en un equipo electrostático variando la dosis de desemulsificante, el voltaje aplicado y la temperatura, obteniéndose los mejores resultados a las siguientes condiciones: 150 ppm, 3 KV/pulgada y 130 °F<sup>[2]</sup>.

**Van Dijk, Havre y Oschmann**, estudiaron el control de la desemulsificación de crudos mediante el uso de medidas de conductividad (Método DEMCOM). En esta investigación se utilizaron diferentes concentraciones de desemulsificantes y se midió la cantidad de agua separada a través del método de la botella y el método DEMCOM. Los resultados arrojan que el método DEMCOM es capaz de competir con el método de la prueba de la botella, y tiene muchas más ventajas ya que el proceso de desemulsificación se registra de manera automática y no precisa ninguna interferencia por parte del operador, requiere menos cantidad de muestra de crudo en caso de que la muestra sea difícil de obtener, además es un método muy preciso, disponible para el uso en el campo<sup>[3]</sup>.

## 2.2 BASES TEÓRICAS

### 2.2.1 Emulsiones

Se puede definir la emulsión, como un sistema termodinámicamente inestable constituido por una suspensión de partículas líquidas en el seno de otra fase líquida no miscible, como se muestra en la figura 2.1. Las partículas de líquido dividido constituyen la fase dispersa o interna de la emulsión; el líquido en el seno del cual las gotas están dispersas, representan la fase continua o externa (fase dispersante). Una de las fases de la emulsión está constituida por una fase acuosa, que puede contener un cierto número de sustancias hidrófilas (alcoholes, glicoles, azúcares, sales minerales y orgánicas, etc.) y la otra por una fase oleosa que puede contener sustancias lipófilas (ácidos grasos, alcoholes grasos, ceras, principios activos liposolubles).<sup>[4]</sup>

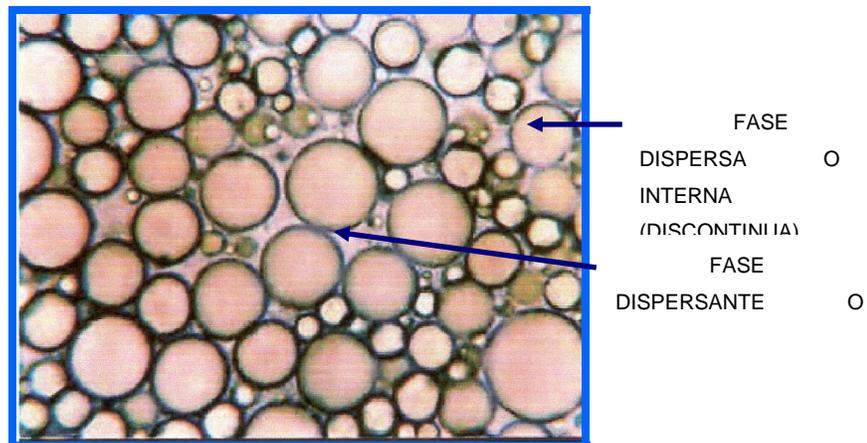


Figura 2.1.- Fases de una emulsión<sup>[5]</sup>

### 2.2.2 Tipos de Emulsión

Las emulsiones pueden pertenecer a cualquiera de los dos tipos siguientes: Aceite en agua (O/W) donde la fase continúa es el agua o bien, agua en aceite (W/O) donde la fase continua es el aceite (ver figura 2.2). El tipo de la emulsión depende de la naturaleza de los constituyentes, del modo de preparación de la emulsión y de las proporciones relativas de los constituyentes. En muchos casos, se puede transformar una emulsión aceite-agua y agua-aceite, o viceversa, por pequeñas modificaciones en el sistema Este fenómeno se llama "inversión". La relación de volúmenes

respectivos de las dos fases líquidas es una característica importante en una emulsión dada. Se puede a veces realizar la inversión cambiando simplemente esta relación. [4]

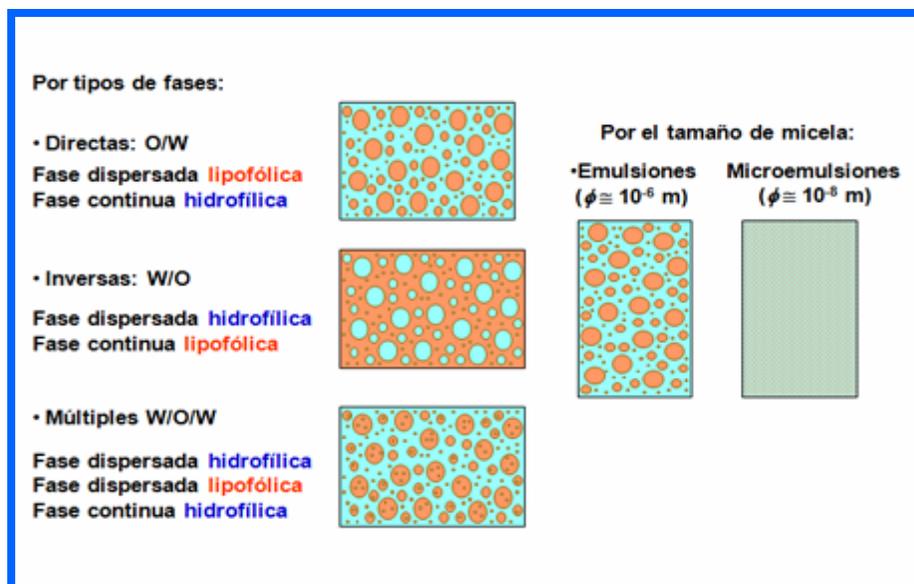


Figura 2.2.- Tipos de

## 2.2.3 Propiedades de las Emulsiones

### 2.2.3.1 Conductividad Eléctrica

La conductividad que tenga una emulsión depende esencialmente de la naturaleza de la fase continua o externa, puesto que es esta fase la que va a transportar las cargas. En efecto, la fase discontinua o interna no tiene continuidad entre los electrodos. Por lo tanto una emulsión de fase continua agua (electrolito) o W/O posee una alta conductividad, mientras que una emulsión de fase externa orgánica o O/W posee una baja conductividad. Esta característica permite deducir inmediatamente el tipo de una emulsión de un dato de conductividad aun bastante aproximado. [7]

### 2.2.3.2 Viscosidad

La viscosidad es otra propiedad importante de las emulsiones. Puede suceder que la viscosidad de la emulsión no sea superior a la de la fase exterior aislada como es el caso de las emulsiones

diluidas. La viscosidad aumenta con la concentración de la fase dispersa y puede llegar a tener valores tal que el sistema se comporte como un sólido. Para estos sistemas que dan, siguiendo la concentración, emulsiones aceite-agua y agua-aceite la curva de viscosidad en función de la relación de volúmenes podrá presentar un máximo en las cercanías del punto de inversión.

La viscosidad de las emulsiones puede ser afectada de manera sorprendente por cambios relativamente mínimos en la naturaleza y en la concentración del emulsificante. Están directamente ligadas a la estructura y a la relación en volúmenes de las fases dispersa y continua. Una viscosidad elevada disminuye la frecuencia de colisiones entre los glóbulos dispersados, y por tanto la energía de colisión, por lo que resulta ser favorable a la estabilidad de la emulsión.<sup>[7]</sup>

### **2.2.3.3 Estabilidad**

Esta se refiere a la persistencia de las propiedades de la emulsión a través del tiempo, en especial su fragmentación. La estabilidad de una emulsión depende del tipo de surfactante, por ejemplo si es de tipo iónico, la estabilización puede ocurrir por repulsión eléctrica, ya que se producen fuerzas repulsivas de origen electrostático. Puede llevarse acabo también mediante otros mecanismos como: los estéricos, en los cuales las cabezas de los surfactantes son lo suficientemente voluminosas como para impedir que las interfases se acerquen a una distancia donde predominen las fuerzas atractivas, y los entrópicos, relacionados con la organización molecular.<sup>[7]</sup>

### **2.2.4 Emulsiones de agua en petróleo crudo**

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido disperso en otro líquido, como se muestra en la figura 2.3. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macroemulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como microemulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0,5 a 50 micras.<sup>[8]</sup>

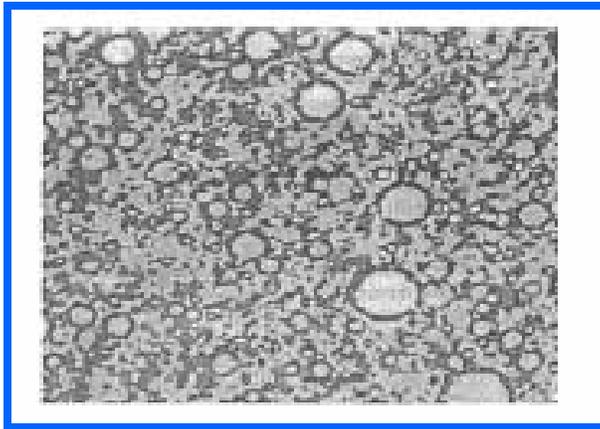


Figura 2.3.- Microfotografía de una emulsión agua en aceite<sup>[8]</sup>

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

- ✓ Dos líquidos inmiscibles.
- ✓ Suficiente agitación para dispersar un líquido en pequeñas gotas.
- ✓ Un emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo dispersa una de las fases en muchas gotas pequeñas. La tensión interfacial o superficial tiende a la coalescencia de las gotas. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuyen. La tensión superficial representa energía potencial disponible para producir un área interfacial más pequeña. Luego, la tendencia natural es que la coalescencia ocurra. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión. Dos líquidos puros inmiscibles no pueden formar una emulsión estable, sin la presencia de fuerzas estabilizadoras de la emulsión, pequeñas gotas se unirán nuevamente y decrecerá el área interfacial, la energía total de superficie y la energía libre de Gibbs del sistema.

Una tercera sustancia o agente emulsificante debe estar presente para estabilizar la emulsión. El típico emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de

surfactantes se alinean ellas mismas en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la polar hidrofóbica en la fase aceite.

Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas. Este decremento en la tensión superficial puede ser dramático. Añadiendo menos de 1 % de un surfactante puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en agua de 30-35 mN/m.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.
- Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.<sup>[8]</sup>

### 2.2.5 Estabilidad y ruptura de la emulsión

Las emulsiones poseen energía interfacial, por esto, son termodinámicamente inestables. Las emulsiones pueden ser rotas por tres mecanismos que son: Sedimentación, agregación y coalescencia. La sedimentación se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo, el agrupamiento de dos o más gotas es llamado agregación y por último la coalescencia que ocurre cuando las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total. El rompimiento de la emulsión depende de los siguientes parámetros: Película interfacial, viscosidad de la fase continua, tamaño de la gota, relación de volumen de fases, temperatura, pH, edad, salinidad de la salmuera y tipo de aceite.<sup>[9]</sup>

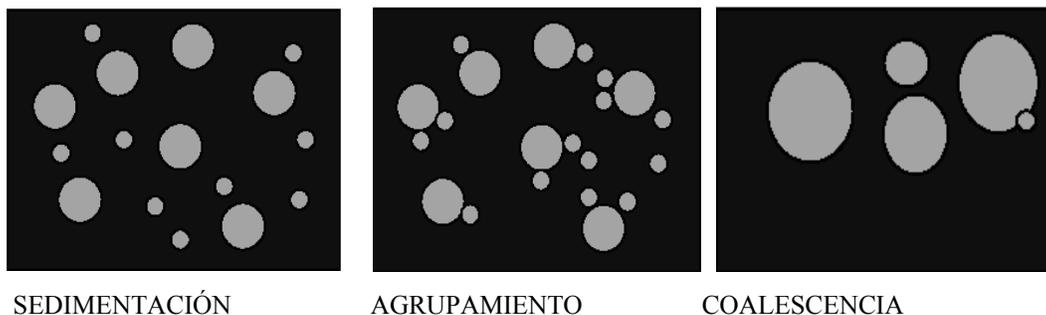


Figura 2.4.- Mecanismo de Rompimiento de una Emulsión<sup>[10]</sup>

#### **2.2.5.1 Película interfacial:**

Las gotas dispersas están en constante movimiento, por lo tanto frecuentemente colisionan. Una película interfacial suficientemente fuerte para evitar la coalescencia es absolutamente necesaria para mantener la estabilidad de la emulsión. Una mezcla de surfactantes forma un empaque cerrado, produciendo una película mecánicamente fuerte. <sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.2 Viscosidad de la fase continua:**

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. Las emulsiones son, en general, fluidos no newtonianos. <sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.3 Tamaño de la gota:**

Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables porque las gotas más grandes tienden a atraer a gotas más pequeñas. Una gran distribución de tamaños de partículas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme de tamaño de gota. <sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.4 Relación de volumen de fase:**

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión. <sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.5 Temperatura:**

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se incrementa la difusión de las gotas, decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y se modifica la tensión superficial. Todos estos cambios decrecen la estabilidad de la emulsión. <sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.6 pH:**

La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua/aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la estabilidad de la película que estabiliza la emulsión e incrementar la tensión superficial.<sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.7 Edad:**

La edad incrementa la estabilidad de la emulsión porque el tiempo permite que los surfactantes migren a la interfase de la gota. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. La cantidad de agentes emulsificantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.<sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.8 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 provocan pérdida en la estabilidad de las emulsiones.<sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.9 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, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.<sup>[9]</sup>

#### **2.2.5.10 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.<sup>[9]</sup>

## 2.2.6 Emulsificantes

### 2.2.6.1 Mecanismo de Acción

Estos compuestos también llamados emulsionantes, tienen como función estabilizar las mezclas de los líquidos inmiscibles como son las emulsiones.

Los sistemas en emulsión comportan no solamente dos fases líquidas, sino también existe un tercer componente, el cual es normalmente soluble en una de las fases líquidas: un agente emulsificante. En ocasiones puede haber más de un emulsificante; asimismo, puede ser un sólido finamente dividido insoluble en los dos líquidos. Cuando la emulsión se forma, (emulsión aceite en agua) el emulsificante o tensoactivo se coloca en la interfase entre el agua y el aceite con su cadena hidrófoba orientada hacia el aceite y el grupo hidrófilo orientado hacia el agua. Para el caso de una emulsión agua en aceite, el grupo hidrófilo está dirigido hacia el interior de los glóbulos acuosos mientras que la parte hidrófoba hacia la fase continua (ver figura 2.5). Una regla general es que la fase donde el emulsificante es más soluble constituirá la fase continua o externa (regla de Bancroft).<sup>[11]</sup>

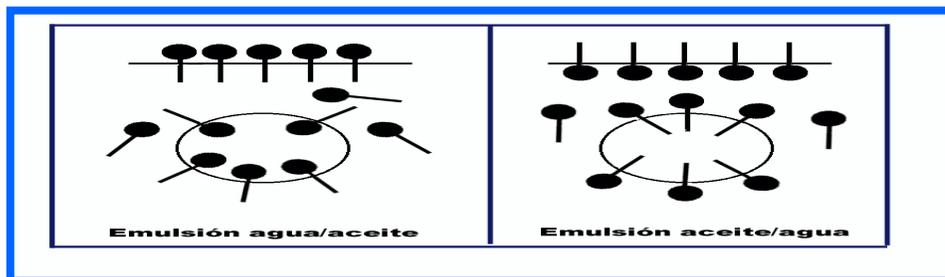


Figura 2.5.- Comportamiento del Emulsificante en Emulsiones W/O y O/W<sup>[11]</sup>

### 2.2.6.2 Funciones de Emulsificantes

Tienen dos funciones generales:

- ✓ Reducir la tensión entre los líquidos a ser emulsificados.
- ✓ Prevenir la coalescencia de las gotas dispersas.

La formación de una película interfacial ha sido explicada en términos de su naturaleza física y química. Esta teoría satisface en gran medida las particularidades de la emulsificación. Los efectos de carga eléctrica, de potencial y de extensión de fases parecen ser secundarios si la película es muy resistente. Asimismo, se ha concluido que, ni el tipo ni la estabilidad de una emulsión son determinados por la carga eléctrica del emulsificante, es decir el componente de la película interfacial.<sup>[11]</sup>

### **2.2.7 Eficacia de un Emulsificante en la Estabilidad de una Emulsión**

La eficacia de un emulsificante depende, entre otros factores del modo de agitación y de su intensidad y la forma en que el emulsificante ha sido introducido. El papel de la agitación es ante todo de dividir las dos fases, de tal forma que una de las fases se convierta en pequeñas gotitas. La energía mecánica necesaria que hay que aplicar en esta operación es tanto menor, cuanto la tensión interfacial sea más pequeña. Los diferentes molinos coloidales y homogenizadores son aparatos concebidos para obtener la máxima desintegración sobre los fluidos, en el sentido de la formación de glóbulos finos y uniformes. En algunos sistemas si la tensión superficial es muy pequeña, la emulsificación se producirá espontáneamente sin agitación.<sup>[11]</sup>

Los agentes emulsificantes pueden seleccionarse según el tipo de emulsión: Los hidrófilos para emulsiones aceite agua; ejemplo de ellos son compuestos polares con una cadena no-polar ó más complejos como gomas, almidones y proteínas. Los lipófilos servirán para emulsiones agua-aceite. La fase en la que el tensoactivo es preferentemente soluble, es la fase continua.

La eficacia de un agente emulsificante puede determinarse por un ensayo sobre un mezcla patrón, agua-aceite siguiendo una técnica definida y observando las propiedades de la emulsión formada. Normalmente se mide la estabilidad y se determina la dimensión de partícula y su repartición; esta última característica puede ser determinada indirectamente midiendo la turbidez de la emulsión.<sup>[11]</sup>

### **2.2.8 Deshidratación de petróleo crudo**

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la

disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- ✓ Tratamiento químico
- ✓ Tiempo de retención
- ✓ Calentamiento
- ✓ Tratamiento eléctrico<sup>[12]</sup>

#### **2.2.8.1 Tratamiento químico:**

Extraño, pero cierto, los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores. Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

- Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
- Floculación: Neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
- Coalescencia: Permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o).

La acción de los compuestos químicos desemulsificante hace que la película del agente emulsificante se debilite, hasta provocar una contracción que la rompa, con lo cual las gotas de agua se juntan y decantan. La adición de surfactantes a una emulsión causa una reacción notable de la

tensión interfacial entre los líquidos en contacto, permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decanten).<sup>[12]</sup>

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.  
[4]

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua. Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión

corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

- Debe ser representativa de la corriente
- Debe ser un compósito de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador
- Debe contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- ✓ La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- ✓ La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- ✓ Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- ✓ No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.<sup>[12]</sup>

### **2.2.9 Método Prueba de la Botella**

Es un método que se utiliza para seleccionar un demulsificante que sea efectivo para deshidratar un crudo determinado y que cumpla con las especificaciones dadas por la empresa. Es una prueba cuidadosamente planificada y ejecutada. Este ensayo debe ser real, confiable y sobre todo reproducible (Figura 2.6).

Esta técnica se basa fundamentalmente en los métodos de corte y prueba, y uno de los requerimientos para llevar a cabo una prueba de este tipo, es que debe simular en lo más posible, las mismas condiciones aplicadas en la deshidratación del crudo en el campo. Para ello, es indispensable tener un conocimiento profundo sobre el sistema implementado en la estación con relación al volumen de producción, su naturaleza y sobre todo los objetivos que se requieren lograr. Es el único método que puede anticipar los resultados de la aplicación del desemulsificante en el campo.<sup>[13]</sup>

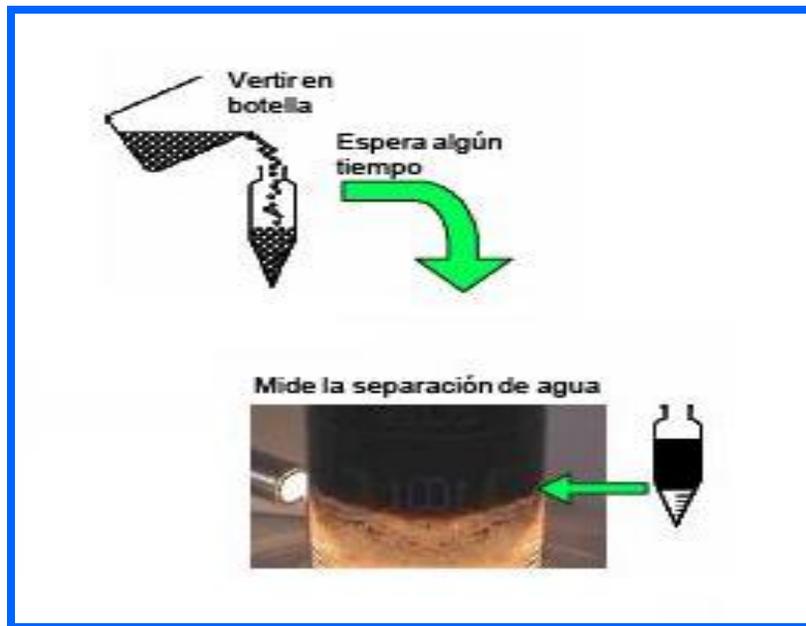


Figura.- 2.6 Prueba de Botellas <sup>[12]</sup>

Los factores del sistema implementado en el campo que son usados directamente en la prueba de botella son:

- Agitación.
- Aplicación del desemulsificante:
  - ✓ Dosificación.
  - ✓ Disolución.
- Temperatura.
- Reposo.

La magnitud de la agitación es una función de cómo se produce el crudo y en qué punto se inyecta el desemulsificante. Una agitación rápida y prolongada, permite obtener unos resultados que frecuentemente se correlacionan con el desempeño de campo. Doscientas agitadas por minuto durante cinco a diez minutos es la agitación mínima que puede recibir un crudo en las pruebas de botellas. Si en el campo no existe un lavado de agua, las botellas no deben voltearse durante la agitación, por el contrario, si en el campo existen equipos como tratadores, calentadores, etc., las botellas si deben voltearse en el transcurso de la prueba. <sup>[13]</sup>

La inyección de la muestra debe hacerse a presión, preferiblemente con un atomizador.

La temperatura normalmente usada durante el reposo de las botellas, es la misma que se usa en el campo. El desemulsificante debería ser adicionado a las botellas a una temperatura semejante a la del punto de inyección en el campo.

El tiempo de reposo de una prueba de botella, dependerá del tiempo de residencia del crudo en la planta de tratamiento. Durante este tiempo, las botellas no deberían ser movidas y se deben observar y registrar las siguientes características:

- ✓ Velocidad de emulsión o cantidad de agua libre.
- ✓ Cantidad y resolución de la interfase (dura, media o floja).
- ✓ Claridad o brillo del crudo.
- ✓ Claridad del agua.

Como una prueba de botella debe simular todo el proceso de deshidratación de crudo que se realiza en el campo, es necesario conocer exactamente todo el sistema implementado en la estación.  
[13]

La forma clásica para la selección de un desemulsificante eficaz ha sido siempre la prueba de la botella, es un método con larga tradición, que sigue siendo la forma más común para la selección del desemulsificante. La desventaja con la prueba es que tarda mucho tiempo y se basa en la lectura subjetiva del ingeniero.<sup>[13]</sup>

### **2.2.10 Método DEMCOM**

El método DEMCOM consiste en controlar la desemulsificaciones de las emulsiones de crudo por medición de la conductividad. Este se basa en encontrar una señal electrónica, que permita medir de una manera cuantitativa y cualitativa la eliminación del porcentaje de agua en el proceso de desemulsificación. Esto se logra midiendo la conductividad del agua emulsionada, tomando esta conductividad constante para las primeras y últimas gotas de agua separada. Sin embargo, si el agua separada es continuamente mezclada con una cantidad conocida de agua de una conductividad diferente, la conductividad de la mezcla cambiará proporcionalmente con la cantidad de agua separada. El mismo principio se ha usado durante muchos años en procesos de lavado con

crudos, donde la cantidad de sal separada del petróleo crudo puede ser medida por el aumento en la conductividad del agua de lavado.

La medición de la conductividad de la fase de agua de modo continuo en función del tiempo, mediante el uso de registros de datos y utilizando un programa adecuado y una computadora personal, el proceso de desemulsificación se puede registrar de forma automática. Los datos que se obtienen al separar el agua se pueden utilizar para determinar el rendimiento de desemulsionantes. <sup>[3]</sup>

Se ha denominado que el método DEMCOM, es un acrónimo de "vigilancia de desemulsificación mediante la medición de la conductividad". <sup>[3]</sup>

El aparato DEMCOM consta de una serie de equipamiento, que se muestra en la figura 2.7. El aparato consta de un recipiente de 70 ml con una chaqueta termostática, agitador magnético y un electrodo colocado en la fase acuosa, La celda debe colocarse de tal manera que la fase de aceite no entre en contacto con el electrodo de medida. El electrodo se conecta a un medidor de conductividad, que a su vez esta conectado a un dispositivo que registra la señal como una función del tiempo, como un ordenador principal. <sup>[3]</sup>

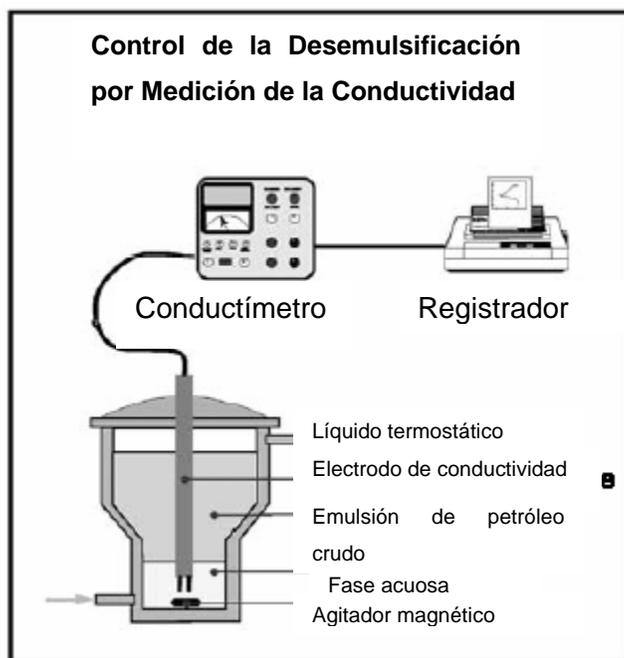


Figura.- 2.7 Aparato DEMCOM. [3]

# DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

## 3.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE LA MUESTRA DE CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA.

El desarrollo experimental de esta etapa de investigación se llevó a cabo en el laboratorio de procesamiento de Hidrocarburos, del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente (UDO), Núcleo Anzoátegui.

Las muestras de crudo Mesa fueron donadas por la Refinería Puerto la Cruz, provenientes del campo Mesa Guanipa del estado Anzoátegui. Es importante resaltar que no fue posible conseguir un crudo sin deshidratar debido a lo complicado de obtener los permisos pertinentes para entrar a los campos de producción de crudo. El crudo Mesa es el que llega a la refinería de Puerto la Cruz, para ser refinado en el proceso de destilación atmosférica (DA1). Para la caracterización del mismo se emplearon las normas ASTM (Sociedad Americana de Ensayos de Materiales).

### 3.1.1 Determinación del porcentaje de agua y sedimentos en el petróleo crudo por centrifugación. (ASTM D 96).

Esta prueba permitió determinar la cantidad de agua y sedimentos (%AyS) presentes en el crudo, utilizando la norma ASTM D-96. Este método consistió en preparar tubos de centrifuga, de capacidad 100 ml, con muestras de crudo mesa (50 ml), diluyente (Tolueno, 50 ml) y deshidratante (Tetrolite C-10, 2 ml).

El procedimiento se realizó de la siguiente manera:

- a) Se introdujeron los tubos de centrifuga con la muestra en un baño de agua a 120 °F por 10 minutos, luego se agitaron y se colocaron en la centrifuga a una velocidad de 1500 rpm por un tiempo de 10 minutos (ver figura 3.1).

- b) El paso anterior se repitió tres veces y por diferencia de densidades se separó el agua del crudo, quedando depositados en el fondo del tubo centrífugo los sedimentos, seguidos del agua por ser un fluido con mayor densidad en el sistema y por último el crudo.<sup>[16]</sup>



Figura 3.1.- Equipo para la determinación del porcentaje de agua y sedimentos.

### 3.1.2 Medición de la gravedad API del crudo Mesa. (ASTM D 287).

Este ensayo permite clasificar los crudos de acuerdo a su gravedad en una escala de °API, medida con un hidrómetro según la norma ASTM D 287. Consistió en colocar la muestra de crudo Mesa en un cilindro graduado de 1000 ml, inclinándolo para evitar la formación de burbujas de aire, se dejó reposar la muestra y se introdujo un termómetro para comprobar la temperatura antes de introducir el hidrómetro, luego se introdujo el hidrómetro sin retirar el termómetro, verificando que el hidrómetro no toque las paredes del cilindro, se dejó caer previniendo que no toque el fondo del mismo, de esta manera por el principio de flotabilidad de Arquímedes se mide la gravedad API de dicha muestra (Figura 3.2).<sup>[16]</sup>

Siguiendo los pasos anteriores se obtuvo la gravedad API de 31.5 a una temperatura de 80 °F, que es la temperatura ambiente en el laboratorio, para posteriormente corregir ese valor a 60 °F (tabla C1 Apéndice C).



Figura 3.2.- Equipo para la medición de la gravedad API del crudo Mesa.

### **3.1.3 Medición de la densidad mediante el uso del picnómetro**

Esta propiedad junto con la gravedad API, permite determinar cuan pesado o liviano es un crudo. El ensayo se realizó pesando inicialmente el picnómetro vacío de 50 ml, luego vertiendo el crudo hasta el tope, se tapó, colocándose el picnómetro en forma vertical en un baño termostático a 100 °F, mientras la muestra se va calentando se iba limpiando el exceso de crudo que iba saliendo por el orificio de la tapa. Se pesó el picnómetro lleno con el crudo y por diferencia de pesada se determinó la masa de crudo en el picnómetro. Luego se dividió esta masa entre el volumen del picnómetro usado y se obtuvo la densidad del crudo. En la figura 3.3 se muestran los equipos usados para la medición de la densidad del crudo.



Figura 3.3.- Equipo para la medición de la densidad del crudo Mesa.

#### **.3.1.4 Destilación de productos de petróleo (ASTM D86 – 67/IP 123)**

En un balón de destilación se colocó 100 ml de muestra de crudo, tomando la precaución que no pasara liquido al tubo de vapores del balón, posteriormente se le aplicó calor. El balón se conectó con el condensador de tubos de vapores y un cilindro graduado se colocó en posición para recibir el producto ya destilado, que sirvió de envase recolector y como medidas de las fracciones de destilación. Las lecturas del termómetro se realizaron cada 10 ml de destilado en el cilindro.

La máxima temperatura observada en el termómetro cuando salió la última gota vapor, fue reportada como el **“Punto Final de Ebullición”**. El volumen total de destilado recogido en el cilindro se registró como **“Porcentaje Recuperado”**, y el material depositado en el fondo del balón de destilación se reportó como **“Residuo de la Destilación”**, una vez enfriado y medido el volumen. La diferencia del volumen entre la muestra inicial (100ml) y la suma de los porcentajes recuperado y del residuo, se registra como **“Perdidas de destilación”** (Tabla A5 apéndice A). En la figura 3.4 se muestra el equipo utilizado.



Figura 3.4.- Equipo para la medición de la destilación del crudo Mesa.

### 3.1.5 Determinación de la viscosidad cinemática mediante el uso del viscosímetro Cannon automático (ASTM D 445)

Se colocaron 10 ml de muestra del crudo Mesa en una celda del viscosímetro Cannon automático, en este equipo el líquido fluye por gravedad a través del mismo por medio de un capilar de vidrio calibrado. Este es un sistema computarizado que después de haber terminado de fluir la muestra por el viscosímetro, la computadora muestra el resultado de la viscosidad del crudo.



Figura 3.5.- Equipo para la medición de la viscosidad cinemática del crudo Mesa.

### **3.2 DETERMINACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES**

Después de haber realizado las pruebas de caracterización del crudo Mesa se observó que el crudo no contaba con el agua suficiente requerida para la realización de las pruebas de deshidratación que es el objetivo principal de esta investigación, por esta razón se realizaron pruebas de coalescencia para determinar si el crudo podría ser estable a la hora de agregarle la cantidad de agua necesaria que permitiera visualizar con mayor detalle los cambios ocurridos en el crudo durante el proceso de deshidratación.

El procedimiento para la realización de la prueba de coalescencia fue el siguiente: Se comenzó el experimento con una relación de 90% de crudo (fase continua) y 10% de agua (fase dispersa) para luego ir incrementando la relación de agua (85% crudo y 15% agua, 80% crudo y 20% agua).

Luego se colocó en tres vasos precipitados las diferentes relaciones: 90 ml de crudo con 10 ml de agua, 85 ml de crudo con 15 ml de agua, 80 ml de crudo con 20 ml de agua para preparar 100 ml de emulsión de agua en petróleo (W\O) en cada uno de los vasos, y se agitaron por un tiempo de una hora aproximadamente. Cumplida esta fase se vertieron las emulsiones creadas en tubos de ensayos graduados de 10 ml (dos por cada muestra) y luego se dejaron reposar para observar el tiempo medio de coalescencia cada 30 minutos durante cinco horas aproximadamente, para así determinar cuál de las emulsiones era la más estable para ser sometida al proceso de deshidratación. En la tabla A.7 (Apéndice A) se muestra las emulsiones que presentaron mayor estabilidad.

El análisis de los resultados de estabilidad demostró que la emulsión más apropiada fue la que contenía la relación 10% agua y 90% de crudo, ya que resultó ser la que tenía mejor condición de estabilidad.

Luego de escoger la emulsión más estable se procedió a realizar los ensayos de deshidratación a través del método tradicional Prueba de la Botella y del método DEMCOM.



Figura 3.6.- Equipo para la realización de las pruebas de coalescencia.

### 3.3 DESHIDRATACIÓN POR EL MÉTODO TRADICIONAL (PRUEBA DE LA BOTELLA)

Se realizó la prueba de la botella para la muestra de crudo Mesa, con tres desemulsificantes, A (EC2361A), B (med-13), C (75% Tolueno, 25% Demulsificante), y con diferentes concentraciones para cada uno: 2%, 4%, 6% y 8%. El ensayo con los tres desemulsificantes se llevó a cabo con la finalidad de obtener una mayor veracidad en los resultados del método.

En las figuras 3.7 y 3.8 se esquematizan el procedimiento para la aplicación de la prueba de la botella.

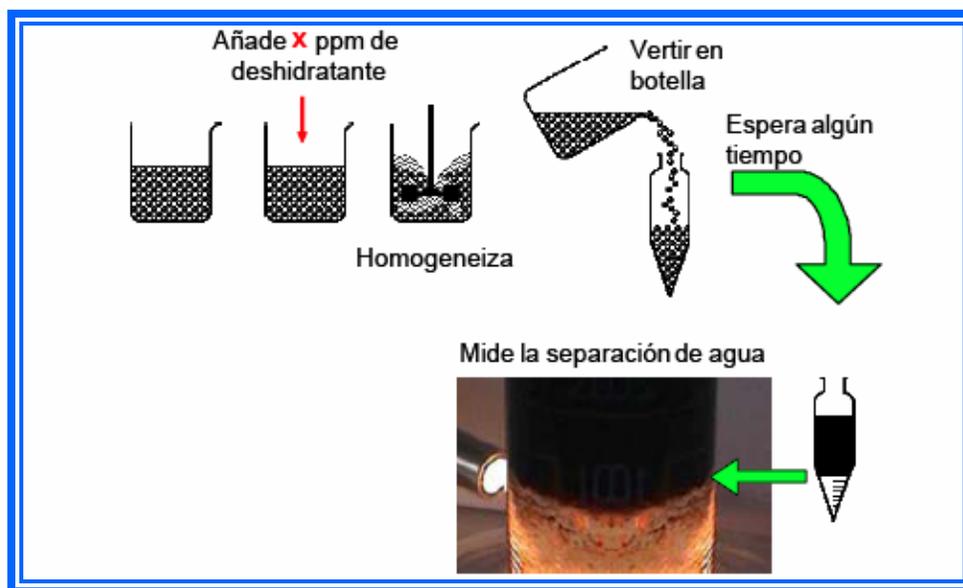


Figura 3.7.- Procedimiento para la realización de la Prueba de la Botella.<sup>[12]</sup>

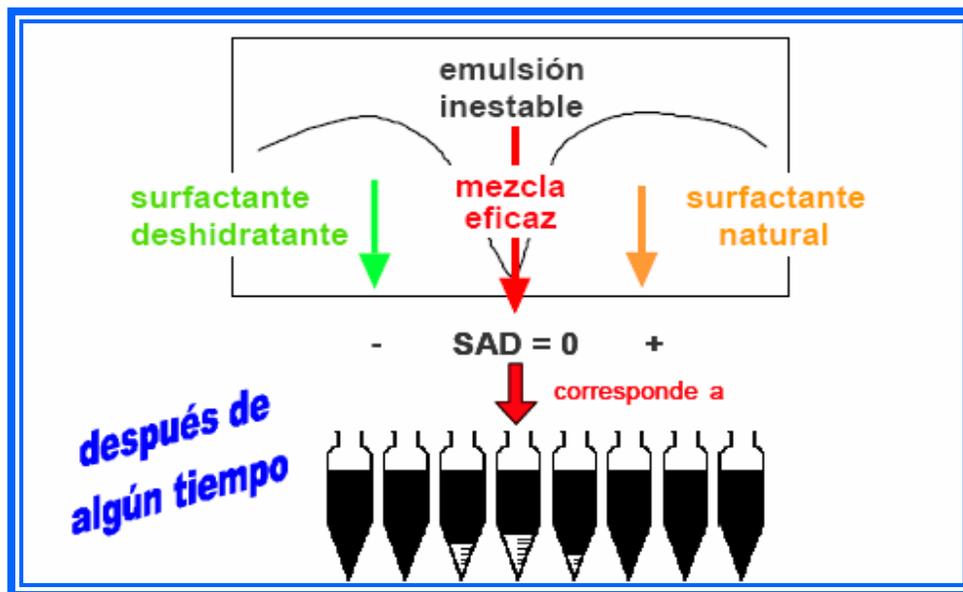


Figura 3.8.- Acción del desmulsificante dosificado en la prueba de la botella.<sup>[12]</sup>

Esta prueba consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 70 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, y se dosifican diferentes concentraciones del producto desemulsificante a cada botella, dejando una botella sin desemulsificante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se coloca las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada, en este caso se evaluó a temperatura de 44 °C (temperatura muy cercana a la utilizada en la deshidratación del crudo en el campo). Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida, y se observan la calidad de la interfase y las condiciones de las paredes del tubo. Con estos datos se construyen las gráficas de porcentaje de agua separada en función del tiempo y se comparan con las obtenidas con el método DEMCOM.

### 3.4 DESHIDRATACIÓN POR EL MÉTODO DEMCOM

Este método se basa en medir la conductividad del agua separada a diferentes mezclas de crudo, con los mismos desemulsificantes y composición utilizados en la prueba de la botella. Como el agua que contiene el crudo tiene una conductividad constante y es la misma para la primera gota como para la última, se utilizó una porción de agua destilada de conductividad diferente, la cual se mezcla con el crudo emulsionado (lavado del crudo), observándose que la conductividad de la mezcla cambia proporcionalmente con la cantidad de agua separada. A través de la medición de la

conductividad de la fase de agua de modo continuo en función del tiempo, se pudo determinar cualitativamente y cuantitativamente el proceso de desemulsificación del crudo. Con los resultados obtenidos se construyeron los gráficos del porcentaje de agua separada en función del tiempo y se compararon con los obtenidos con la prueba de la botella, determinándose de esta manera la eficiencia y efectividad del método.

El aparato utilizado se muestra en la figura 3.9, el cual consta de un recipiente (100 ml) con una camisa termostática, un agitador magnético, un electrodo colocado en la fase acuosa (el electrodo no debe tener contacto con el crudo), un conductímetro, un baño termostático y un cronómetro. El electrodo se conecta al conductímetro que registrará la señal como una función del tiempo.

Para este método lo primero que se debe realizar es una curva de calibración de conductividad en función del porcentaje de agua separada con el fin de convertir la conductividad medida en la mezcla con los diferentes desemulsificantes, en la cantidad de agua separada.

### **3.4.1 Elaboración de la curva de Calibración**

El procedimiento utilizado para la elaboración de la curva de calibración fue el siguiente: se agregó en un beaker enchaquetado de 100 ml un volumen de agua destilada (40 ml), se midieron la conductividad y la altura inicial de la fase de agua, luego se agregó la mezcla emulsionada (50 ml) (crudo con 90% crudo y 10% de agua) y se sometió a agitación moderada para evitar la formación de vórtice. Se registraron la conductividad, el tiempo y la altura de la fase de agua. Con la altura de la fase de agua se obtuvo el volumen de agua separada y se calculó el porcentaje de agua separada. Con los valores de conductividad registrados y el porcentaje de agua separada se construyó la curva de calibración conductividad en función del porcentaje de agua separada (ver figura 4.8). Se obtuvo una curva de tendencia lineal, cuya fórmula fue determinada según la expresión  $Y = \alpha X + b$ . Esta fórmula se utilizó para calcular la cantidad de agua separada en los diferentes ensayos realizados en el proceso de desemulsificación. En esta ecuación la conductividad  $Y$  es una función lineal de la fracción  $X$ , en porcentaje de agua separada en la fase de agua total.

$$Y = \alpha X + b \quad \text{Ec. (3.1)}$$

Donde:

Y = conductividad moderada de la mezcla real de la fase de agua en  $\mu\text{S}$ ,

$\alpha$  = pendiente de la curva de calibración, en  $\mu\text{S}/\%m$ .

X = fracción del agua separada en la mezcla de agua, en  $\%m$

b = es el corte con eje y, en  $\mu\text{S}$ .

La cantidad de agua separada en porcentaje del agua emulsionada, Z, se determina con la expresión:

$$Z = X \cdot 100/M \quad \text{Ec. (3.2)}$$

Donde

Z = fracción de agua separada de la cantidad total de agua emulsionada, en  $\%m$

M = fracción en peso de agua emulsionada del petróleo.

### **3.4.2 Realización de las pruebas de desemulsificación:**

El procedimiento para agregar el desemulsificante fue el mismo utilizado en la prueba de la botella. La celda de ensayo (ver figura 3.9) se llenó con una cantidad de agua destilada (40 ml), termostatada a la temperatura de ensayo (44 °C). Se introdujo el electrodo de conductividad hasta la fase acuosa, luego se vertió cuidadosamente la emulsión de crudo (50 ml) en la parte superior de esta capa. Con el fin de no perturbar la fiabilidad de la señal de medición, el electrodo no debe ponerse en contacto con la fase oleosa. Se inició la agitación a una velocidad moderada para garantizar que el agua pre-acondicionada funcione como agua de lavado y obtener así una respuesta rápida y fiable de la señal. La medición comenzó desde el instante inicial y continuó hasta que la señal se mantuvo constante.

Con los valores de conductividad obtenidos en cada ensayo y utilizando la curva de calibración, se obtuvo la cantidad de agua separada en porcentaje (X) a través de la ecuación matemática de la misma ( $X = (Y - b)/\alpha$ ). Los valores obtenidos se graficaron en función del tiempo y se compararon con los obtenidos con la prueba de la botella.



Figura 3.9.- Equipo DEMCOM.

### 3.5 EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS

#### 3.5.1 Equipos

- ✓ Termómetro: en grados Fahrenheit hasta 500 °F y en centígrados hasta 400 °C.
- ✓ Hidrómetro: con medida de 19 a 31 API.
- ✓ Balanza analítica.
- ✓ Baño de circulación.
- ✓ Viscosímetro Cannon Automático.
- ✓ Cronómetro.
- ✓ Equipo de destilación: conformado por un balón de destilación de 100 ml, una manta calentadora, un baño de condensación y un cilindro recolector de muestra.
- ✓ Centrífuga internacional centrifuges, size 2, model k, N° 32066M.
- ✓ Baño termostático.
- ✓ Plancha de agitación y calentamiento.

- ✓ Agitador magnético.
- ✓ Electrodo.
- ✓ Medidor de conductividad.

### **3.5.2 Materiales**

- ✓ Cilindros graduados 500 ml.
- ✓ Cilindros graduados 100 ml.
- ✓ Picnómetro.
- ✓ Vasos precipitados 250 ml.
- ✓ Tubos de ensayos graduados (prueba de la botella).
- ✓ Recipiente de 100 ml con chaqueta termostática.
- ✓ Soporte universal.
- ✓ Tubos centrífugos (zanahorias) con capacidad de 100 ml.
- ✓ Tenazas: herramienta metálica que permite sujetar elementos de diferentes grosores.

### **3.5.3 Sustancias**

- ✓ Químicos deshidratantes.
- ✓ Crudo mediano (mesa), proveniente del campo Mesa de Guanipa.
- ✓ Agua Fresca.
- ✓ Agua destilada.

## **DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

De acuerdo a los objetivos planteados y la metodología de la investigación se presentarán y se analizarán a continuación los resultados obtenidos.

### **4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica del crudo Mesa.

**Tabla 4.1.-** Caracterización fisicoquímica del crudo Mesa.

<b>%Agua y Sedimentos</b>	0.3
<b>°API</b>	30.3
<b>Densidad (gr/cc)</b>	0.93955
<b>Viscosidad (cps)</b>	11

El crudo mesa es un crudo mediano cuya gravedad API varía de 22.3 a 31.1 °API, de composición mixta con un factor de caracterización KUOP de 12 (parafínico y nafténico), con un porcentaje de sal de 12 a 16 PTB (libras de sal por cada mil barriles de crudo), con una densidad que varía de 0.930 a 0.9870 gr/cc. Esta información fue suministrada por el personal que labora en el laboratorio de ensayos físicos de la refinería Puerto la Cruz.

Los resultados obtenidos de las pruebas aplicadas a la muestra confirman que el crudo Mesa es un crudo mediano según su clasificación por los grados API, el cual resultado de 30.3 con un

contenido de agua y sedimento de 0.3, una viscosidad de 11 cps y una densidad de 0.93955 gr/cc como se refleja en la tabla 4.1. Estos valores obtenidos coinciden con los valores referenciales teóricos correspondientes con la base del crudo Mesa, el cual es un crudo mixto.

Se hace la salvedad que el bajo contenido de agua y sedimento del crudo se debe a que el mismo fue sometido a proceso de deshidratación inicial antes de llegar a la refinería de Puerto la Cruz.

#### **4.2 ANÁLISIS DEL PROCESO DE DESMULSIFICACIÓN DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA POR EL MÉTODO TRADICIONAL PRUEBA DE LA BOTELLA**

En todas las pruebas de la botella fueron realizados dos ensayos por cada desemulsificantes empleados (A, B, C) y para cada concentración de química desemulsificantes (2, 4, 6, 8%), a las mismas condiciones de temperatura (44 °C) para así comprobar la veracidad de los resultados. Todos los ensayos se realizaron para un lapso de tiempo de cinco horas (30, 60, 90, 120, 150, 180, 210, 240, 270 y 300 minutos). A partir de este tiempo no se observó separación de agua en la emulsión.

En las tablas A.8, A.9, A.10 y A.11 (Apéndice A) se presentan los datos de tiempo y volumen de agua separada para los distintos desemulsificantes (A, B y C), con los diferentes porcentajes de los mismos (2, 4, 6 y 8%). Estas revelan que para todos los ensayos experimentales el volumen de agua separada se incrementa a medida que aumenta el tiempo y el porcentaje de desemulsificante agregado, obteniéndose porcentaje de agua separada que van desde un 4 a un 82% (Tabla A.12, Apéndice A).

En las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 ilustran el comportamiento del porcentaje de agua separada en función del tiempo de coalescencia para los diferentes desemulsificantes (A, B y C) y para las diferentes concentraciones (2, 4, 6 y 8%).

La figura 4.1 corresponde a la prueba de la botella utilizando 2% de química desemulsificante, allí se observa que a medida que aumenta el tiempo de coalescencia se

incrementa el porcentaje de agua separada, obteniéndose valores de porcentaje de agua para un tiempo de 300 minutos, para el desemulsificante A 35%, para el B 55% y para el C 30%. También se evidencia que el mayor porcentaje de agua separada fue para el desemulsificante B.

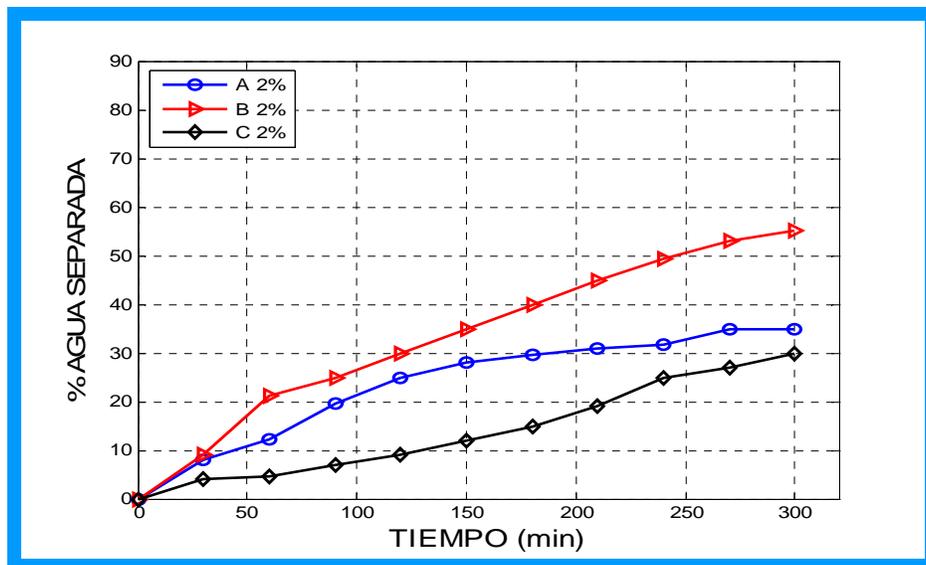


Figura 4.1.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% de Demulsificantes. Método Prueba de la Botella.

En la figura 4.2 se muestra el comportamiento del porcentaje de separación de agua en función del tiempo, con 4% de desemulsificante, en donde se aprecia el aumento del porcentaje de separación de agua a medida que se incrementa el tiempo de coalescencia, observándose para un tiempo de 300 minutos con el desemulsificante A se obtuvo una separación de 50%, con el desemulsificante B 77% y con desemulsificante C 45%. Así mismo se observa que el mayor porcentaje de agua separada se obtiene con el desemulsificante B, seguido por el desemulsificante A y luego por el C.

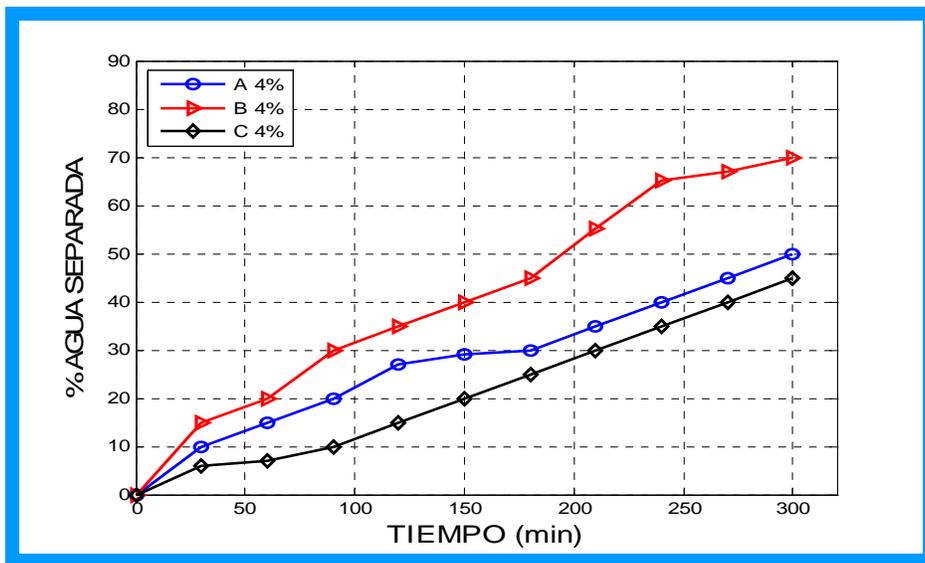


Figura 4.2.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% de Desemulsificantes. Método Prueba de la Botella.

De igual modo se observa en la figura 4.3 que el porcentaje de agua separada aumenta al aumentar el tiempo de coalescencia, cuando se utiliza 6% de concentración de la química desemulsificante, obteniéndose valores de porcentaje de agua separada para los desemulsificantes A, B y C, 65%, 80% y 55% respectivamente. También allí se evidencia que el mayor porcentaje de agua separada fue para el desemulsificante B y la menor separación fue para el desemulsificante C.

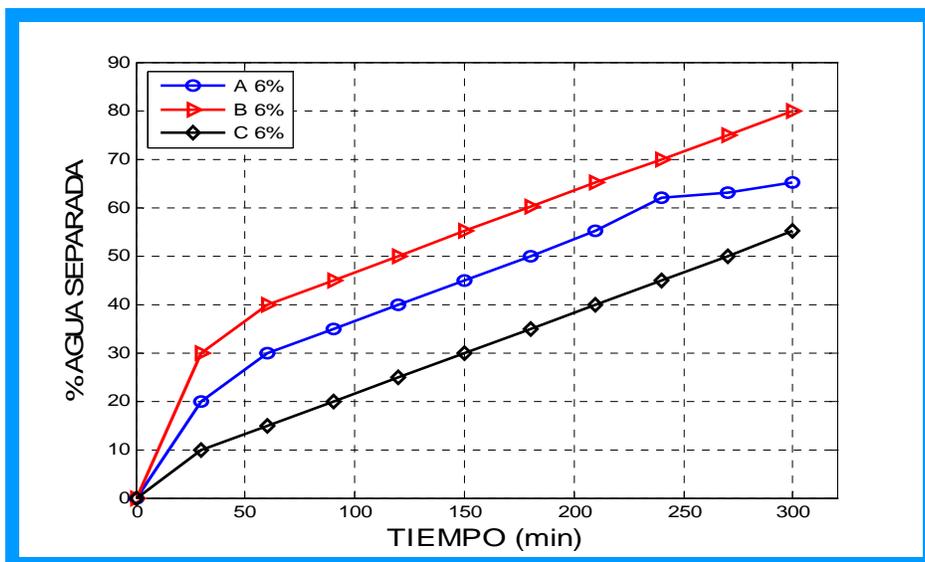


Figura 4.3.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% de Desemulsificantes. Método Prueba de la Botella.

La figura 4.4 muestra el porcentaje de agua separada en función del tiempo para 8% de química de desémulsificante, donde se evidencia el aumento del porcentaje de agua separada al incrementarse el tiempo de coalescencia, obteniéndose porcentaje de agua separada de 68% para el desémulsificante A, 82% para el desémulsificante B y 63% para el desémulsificante C. También se aprecia que el desémulsificante que separó la mayor cantidad de agua fue el B.

Estos resultados revelan que para todas las concentraciones de química de desémulsificante utilizada, el porcentaje de agua separada se incrementa a medida que aumenta el tiempo de coalescencia.

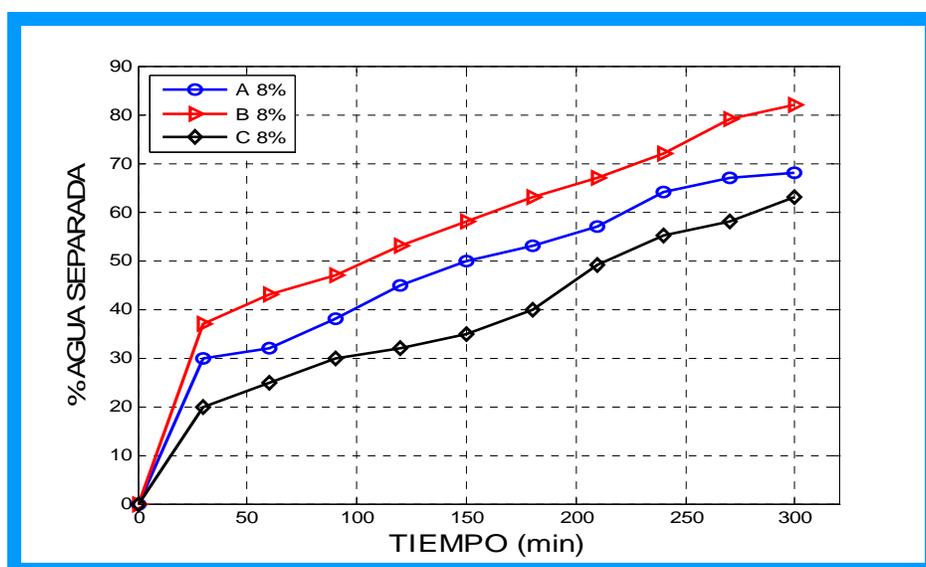


Figura 4.4.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% de Desémulsificantes. Método Prueba de la Botella.

En las figuras 4.5 y 4.6 se evidencia la tendencia del aumento del porcentaje de agua separada a medida que se incrementa la concentración de química desémulsificante, allí se visualizan que los mayores porcentajes de agua separada a través de la prueba de la botella, se obtienen para 4, 6 y 8% de la concentración utilizadas de los desémulsificantes. Así mismo, se puede observar que los mayores porcentajes de agua separada fueron para el desémulsificante B, y los menores porcentajes fueron para el desémulsificante C.

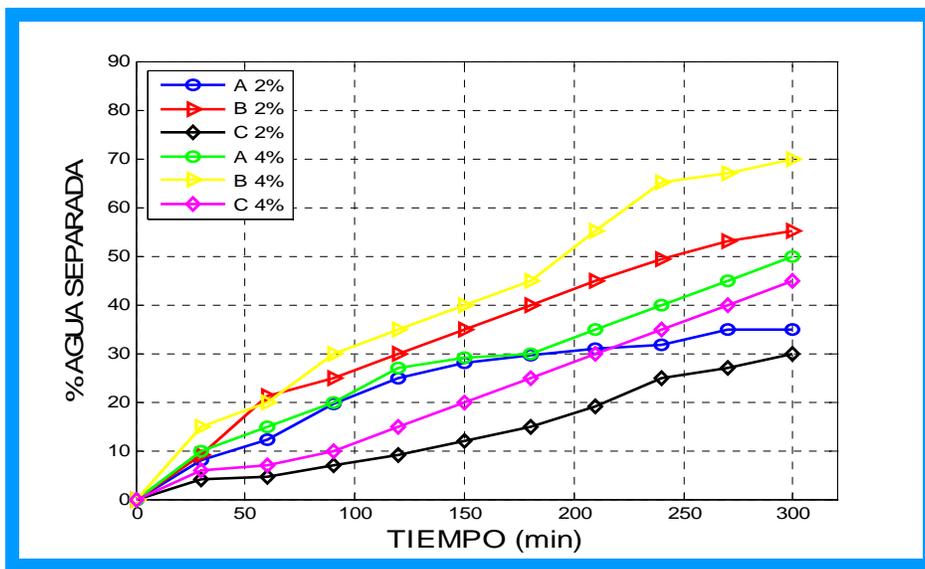


Figura 4.5.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% y 4% de Desemulsificantes. Método Prueba de la Botella.

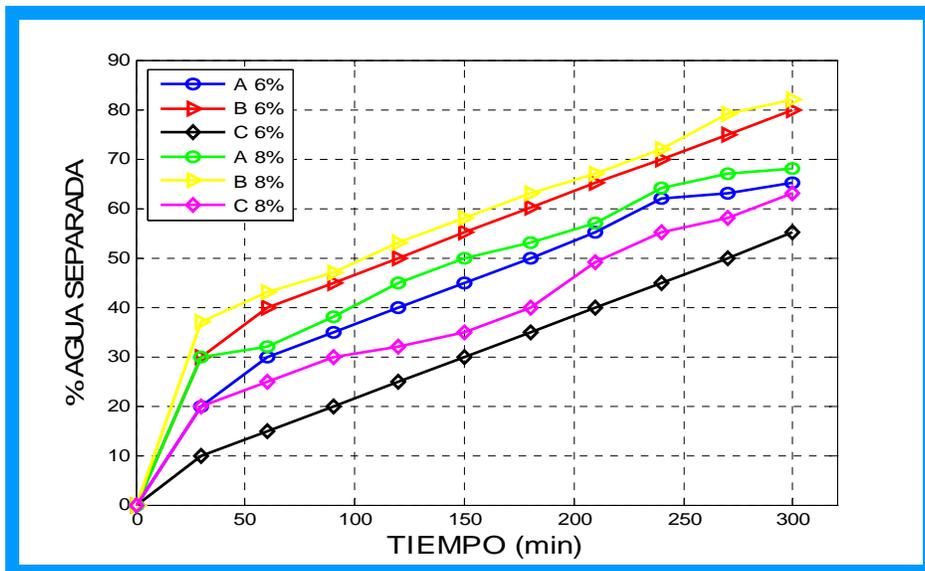


Figura 4.6.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% y 8% de Desemulsificantes. Método Prueba de la Botella

En la figura 4.7 se muestra el comportamiento del porcentaje de agua en función del tiempo para el desemulsificante B, observándose que se obtienen porcentajes de agua separada muy cercanos para la variación de química desemulsificante 4, 6 y 8% para los diferentes tiempos. Para un tiempo de 300 minutos se obtienen 77%, 80% y 82% respectivamente. Cabe destacar que en

ninguno de los ensayos se logró una separación completa del agua contenida en la emulsión (Emulsión preparada: 100% de agua representado en 10 ml de fase acuosa/90 ml de fase oleosa).

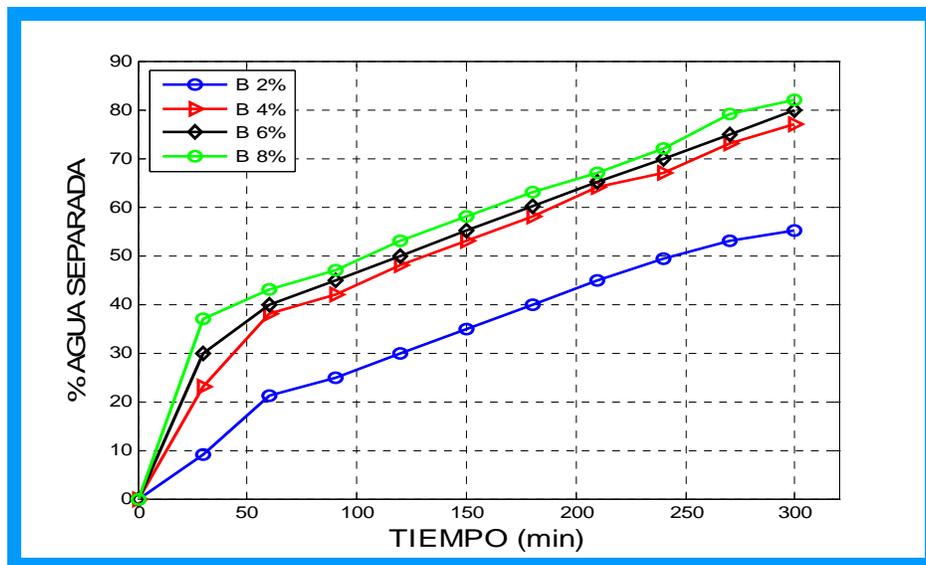


Figura 4.7.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2%, 4%, 6% y 8% de desmulsificante B. Método Prueba de la Botella.

### 4.3 ANALISIS DEL PROCESO DE DESMULSIFICACIÓN DEL CRUDO MESA PROVENIENTE DEL CAMPO MESA GUANIPA POR EL MÉTODO DEMCOM.

A continuación se muestran los resultados experimentales obtenidos al utilizar el método DEMCOM. En primer lugar, se determina la reproducibilidad de la calibración necesaria para convertir la conductividad medida en agua separada.

#### 4.3.1 Elaboración de la Curva de Calibración

Para la obtención de la curva de calibración se realizaron tres ensayos (Tablas A.13 y A.14, Apéndice A). Se tomaron los valores promedios de conductividad y porcentaje de agua separada (tabla A.15, Apéndice A) y se obtiene la fórmula de calibración basado sólo en la conductividad de cada una de las fases del agua, y se determinó los valores de  $\alpha$  y  $b$ , siendo estos 0.8167 y 7.50 respectivamente. Dado que el agua que contiene el crudo normalmente contiene sales que se

componen fundamentalmente de electrolitos fuertes, la conductividad será linealmente dependiente de la mezcla y será suficiente para determinar la conductividad de cada fase del agua.

En la figura 4.8 se ilustra el comportamiento de la conductividad en función del porcentaje de agua separada, en donde se observa que la conductividad se incrementa a medida que el porcentaje de agua separada aumenta. Las posibles explicaciones a este hecho se puede relacionar con lo explicado anteriormente, ya que la cantidad de agua destilada utilizada durante este ensayo actúa como agua de lavado del crudo.

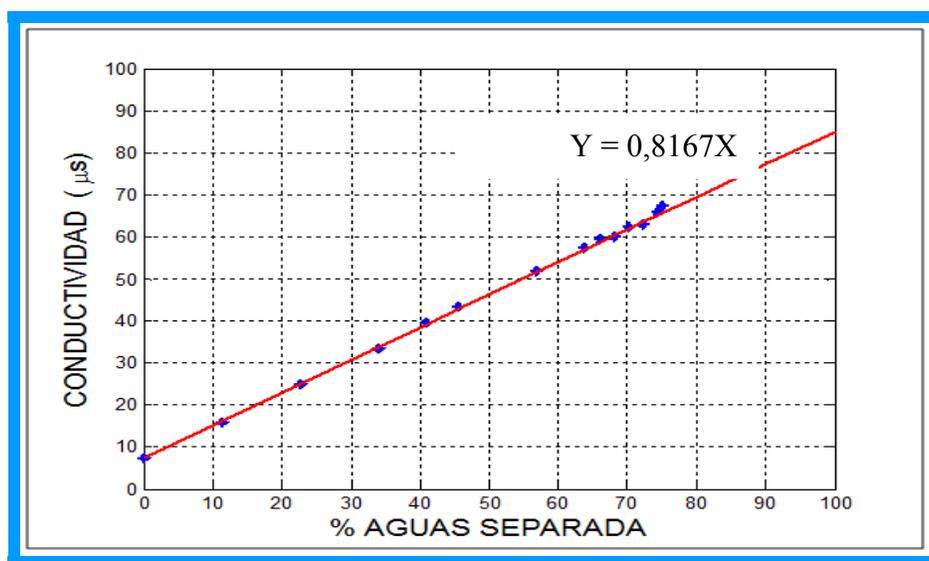


Figura 4.8.- Curva de calibración: Conductividad en función del Porcentaje de Agua.

### 4.3.2 Pruebas de Desemulsificación

Para la realización del método DEMCOM, las emulsiones de crudo, desemulsificantes y concentración del químico desemulsificante fueron los mismos utilizados en la prueba de la botella. La cantidad de agua destilada utilizada para mezclar con el agua separada del crudo fue de 40 ml, y la emulsión de petróleo crudo añadido en la parte superior del agua fue de 50 ml. Todos los ensayos experimentales se realizaron a 44 °C y se realizaron dos veces para cada desemulsificante empleado (A, B, C) y para cada concentración de química desemulsificante (2, 4, 6 y 8%), para así comprobar la veracidad de los resultados. Todos los ensayos se realizaron para un lapso de tiempo de tres horas y media (15, 30, 45, 60, 75, 105, 120, 150, 180 y 210 minutos), debido que a partir de

ese tiempo la conductividad eléctrica se mantiene constante y por ende no hay separación de agua de la emulsión.

Las tablas A.16, A.17, A.18 y A.19 (Apéndice A) presentan los valores de tiempo, conductividad y porcentaje de agua separada para los distintos desemulsificantes (A, B y C), con los diferentes porcentajes de química deshidratante (2, 4, 6 y 8%). Allí se observó que para todos los ensayos realizados el porcentaje de agua separada se incrementa a medida que aumenta el tiempo, la conductividad, el porcentaje de desemulsificante agregado, obteniéndose porcentaje de agua separada que van desde un 12,92 hasta 81,22%.

En las figuras 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 se aprecian las variaciones del porcentaje de agua separada en función del tiempo de coalescencia. Allí se observan que el porcentaje de agua separada aumenta a medida que el tiempo de coalescencia aumenta, para los diferentes desemulsificantes utilizados (A, B y C) y para las distintas concentraciones de química desemulsificante. También se pueden apreciar que al inicio del proceso de deshidratación se mantiene una alta separación de agua y a partir de los 160 minutos la separación es más lenta, esto se debe a la poca variación de la conductividad eléctrica. Esto indica que la conductividad de la mezcla es proporcional con la cantidad de agua que se separa.

En la figura 4.9 se muestra el comportamiento del porcentaje de separación de agua versus tiempo de coalescencia con 2% de química desemulsificante con el método DEMCOM, donde se observa que se incrementa el porcentaje de agua separada al aumentar el tiempo, obteniéndose valores de porcentaje de agua para los diferentes desemulsificante A, B y C: 61.04%, 62.26 y 58,55% respectivamente para un tiempo de coalescencia de 210 minutos. Allí también se observa, al igual que la prueba de la botella, que el desemulsificante que separó la mayor cantidad de agua fue el desemulsificante B, seguido por el desemulsificante A y luego por el desemulsificante C pero con una menor diferencia entre ellos.

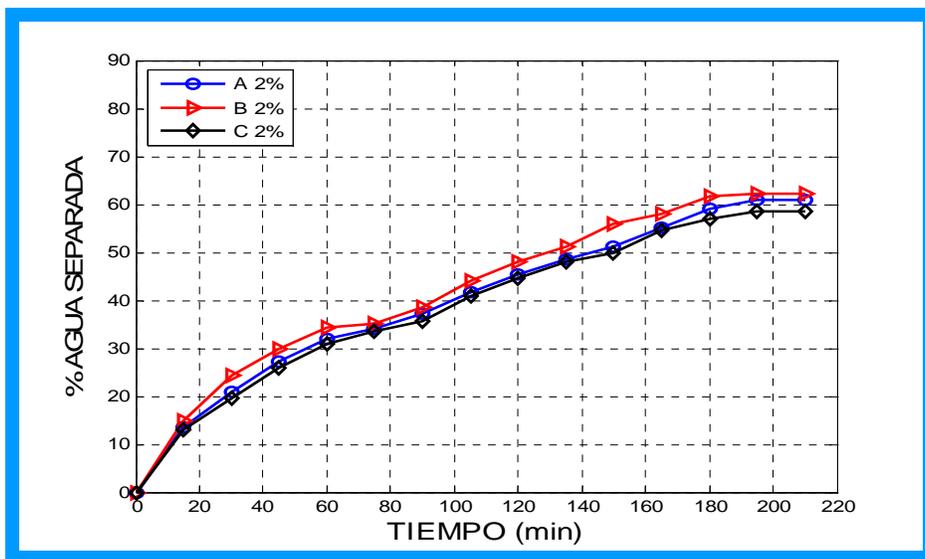


Figura 4.9.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% de Desemulsificantes. Método DEMCOM.

La figura 4.10 ilustra el comportamiento del porcentaje de agua separada en función del tiempo de coalescencia para 4% de química desemulsificante, observándose el aumento del porcentaje de agua separada a medida que aumenta el tiempo. Los porcentajes de agua separada que se obtienen para un tiempo de 210 minutos fueron: para el desemulsificante A 66,92%, el desemulsificante B 80,45% y el desemulsificante C 59,45%. Así mismo se observa que el mayor porcentaje de agua se obtiene con el desemulsificante B, y el menor porcentaje para el desemulsificante C.

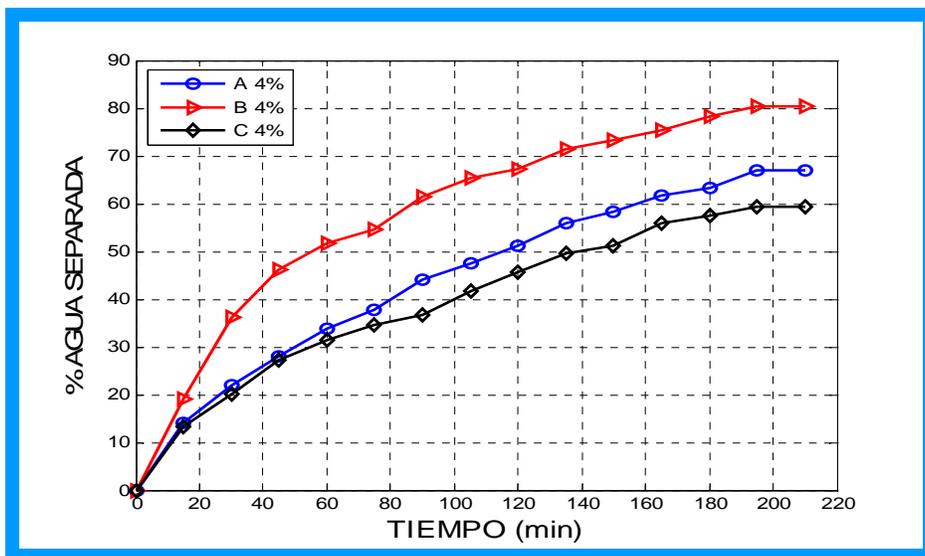


Figura 4.10.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% de Desemulsificantes. Método DEMCOM.

En la figura 4.11 se presenta el comportamiento del porcentaje de agua separada en función del tiempo de coalescencia, con concentración de química desemulsificante de 6%, observándose el incremento del porcentaje de agua separada a medida que se aumenta el tiempo de coalescencia, obteniéndose para un tiempo de 210 minutos los porcentajes de agua separada para el desemulsificante A 67,81%, para el desemulsificante B 80,81% y para el desemulsificante C 62,22. Al igual que la prueba de la botella, con el método DEMCOM el desemulsificante más eficaz fue el B.

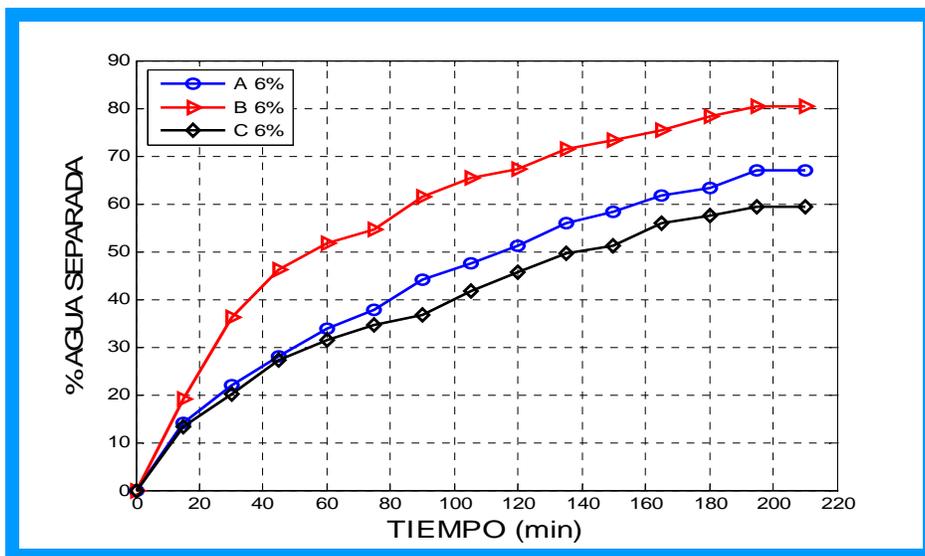


Figura 4.11.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% de Desemulsificante. Método DEMCOM.

El comportamiento observado en las figuras anteriores, también se evidencia en la figura 4.12, con 8% de química desemulsificante, allí también se observa que a medida que aumenta el tiempo de coalescencia aumenta el porcentaje de agua separada, obteniéndose para un tiempo de 210 minutos para los desemulsificantes A, B y C los valores de porcentaje de agua separada de 68,57%, 81,22% y 64,41%, respectivamente. Así mismo se refleja que el mayor porcentaje de agua se obtiene para el desemulsificante B.

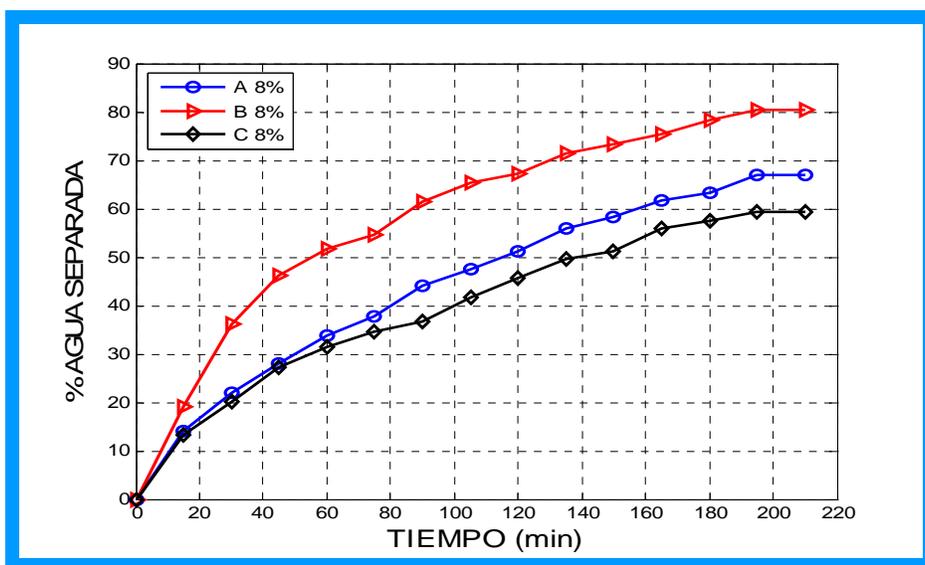


Figura 4.12.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% de Desemulsificante. Método DEMCOM.

Estos resultados se muestran claramente en las figuras 4.13 y 4.14, en donde se observa que los mayores porcentajes de agua separada en cada ensayo con el método DEMCOM se lograron para los porcentajes de química de desemulsificante 4, 6 y 8%. Así mismo, se evidencian que los mayores porcentajes de agua separada, fue para el desemulsificante B y el menor para el desemulsificante C. Estos resultados también se obtienen en la aplicación del método tradicional de Prueba de la Botella.

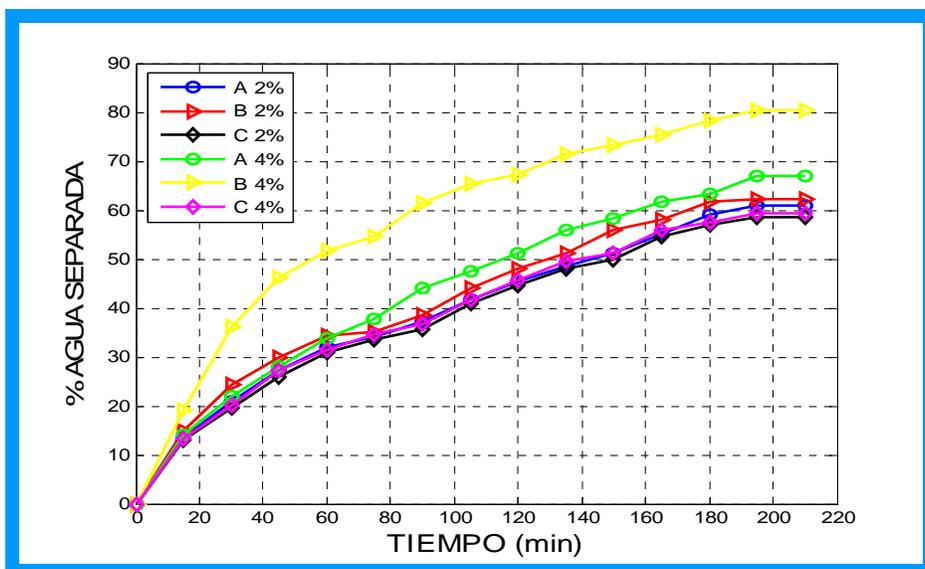


Figura 4.13.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% y 4% de Desemulsificantes. Método DEMCOM.

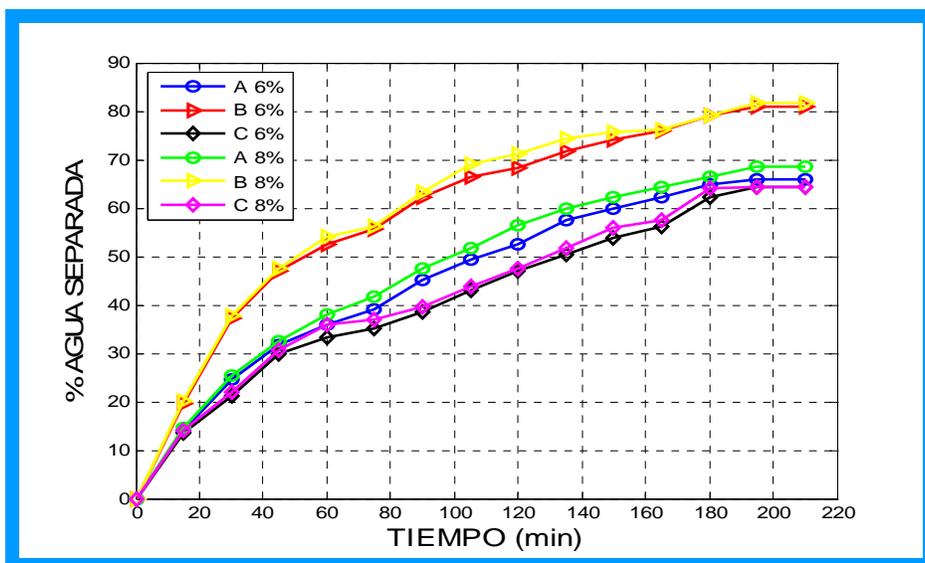


Figura 4.14.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% y 8% de Desemulsificantes. Método DEMCOM.

Una visión más detallada del comportamiento del desemulsificante B para las diferentes químicas de desemulsificantes (2, 4, 6 y 8%), se pueden observar en la figura 4.15, en donde se muestra el comportamiento del porcentaje de agua en función del tiempo, observándose que los valores de porcentajes de agua separada son muy cercanos para las diferentes variaciones de química desemulsificante (4, 6 y 8%) y para los diferentes tiempos. Para un tiempo de 210 min se obtienen 80,45%, 80,81% y 82% respectivamente. Cabe destacar que con el método DEMCOM en ninguno de los ensayos se logró una separación completa del agua contenida en la emulsión.

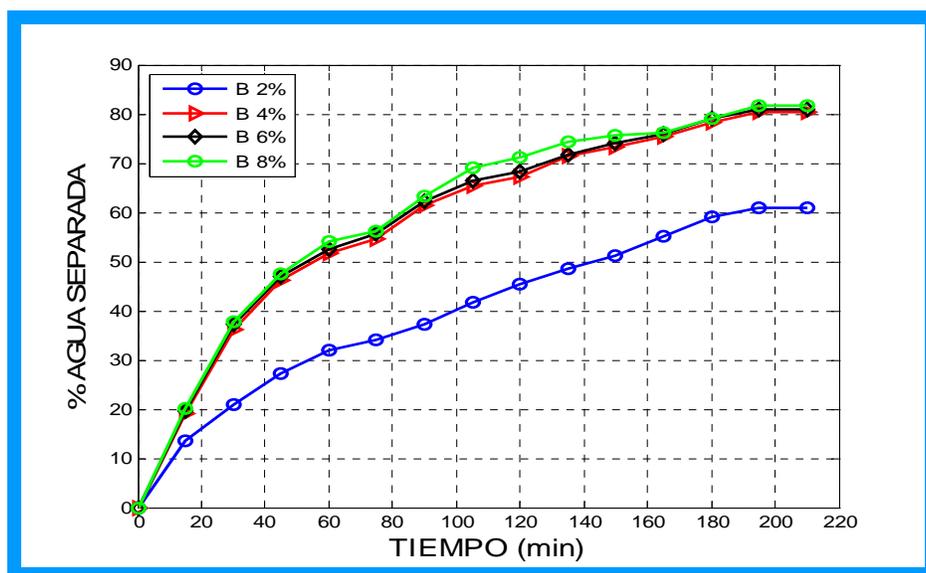


Figura 4.15.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2%, 4%, 6% y 8% de desemulsificante B. Método DEMCOM.

#### 4.4 COMPROBACIÓN DE LA EFICIENCIA Y EFICACIA ENTRE EL MÉTODO TRADICIONAL DE PRUEBA DE LA BOTELLA Y EL MÉTODO DEMCOM.

Para el análisis de este objetivo se tomó como base un tiempo de 210 minutos y el comportamiento de los diferentes desemulsificantes con sus diferentes concentraciones para la comprobación de la eficiencia y eficacia del método DEMCOM.

En las figuras 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19 se muestran el comportamiento del porcentaje de agua separada en función del tiempo para las diferentes desemulsificantes (A, B y C) y cantidades de química desemulsificante (2, 4, 6 y 8%) para los métodos DEMCOM y Prueba de la botella.

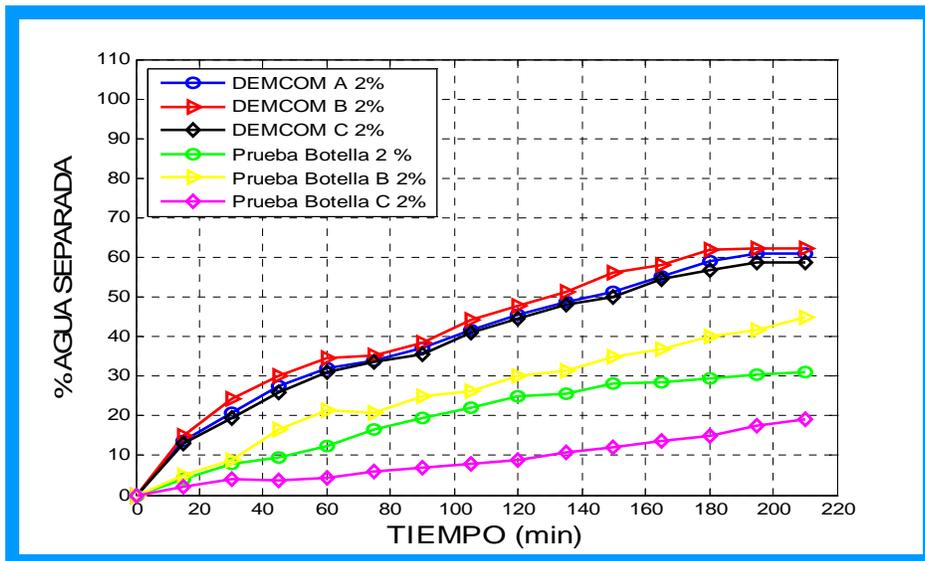


Figura 4.16.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% de Desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

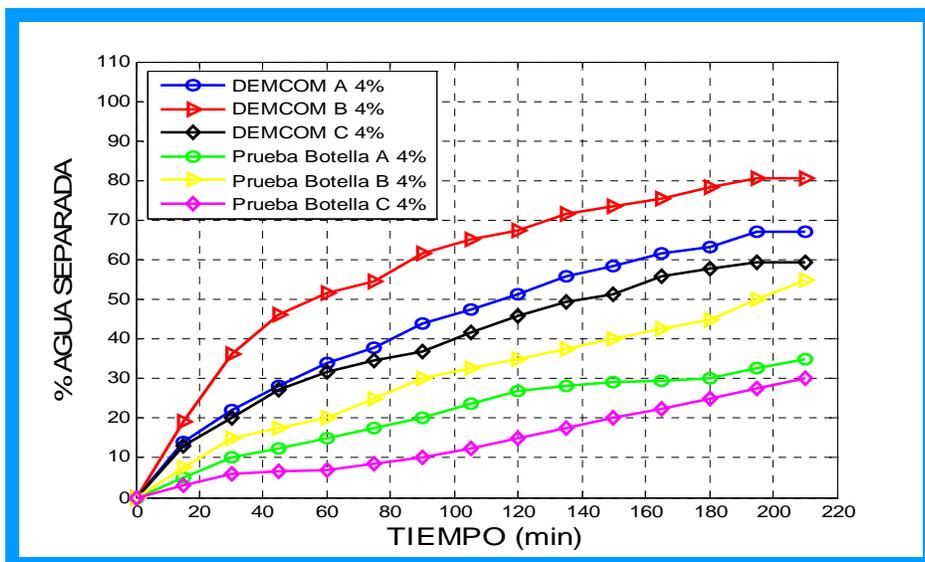


Figura 4.17.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% de Desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

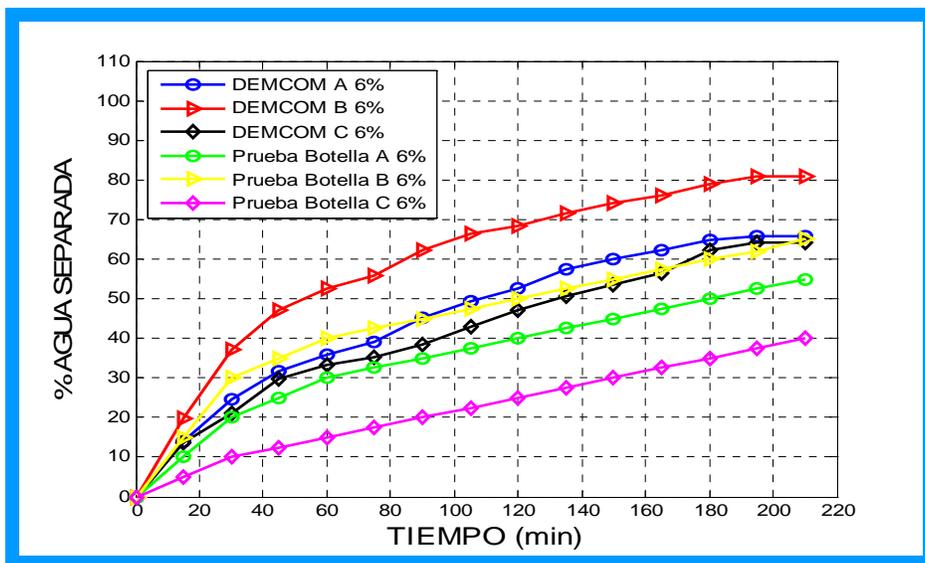


Figura 4.18.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% de Desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

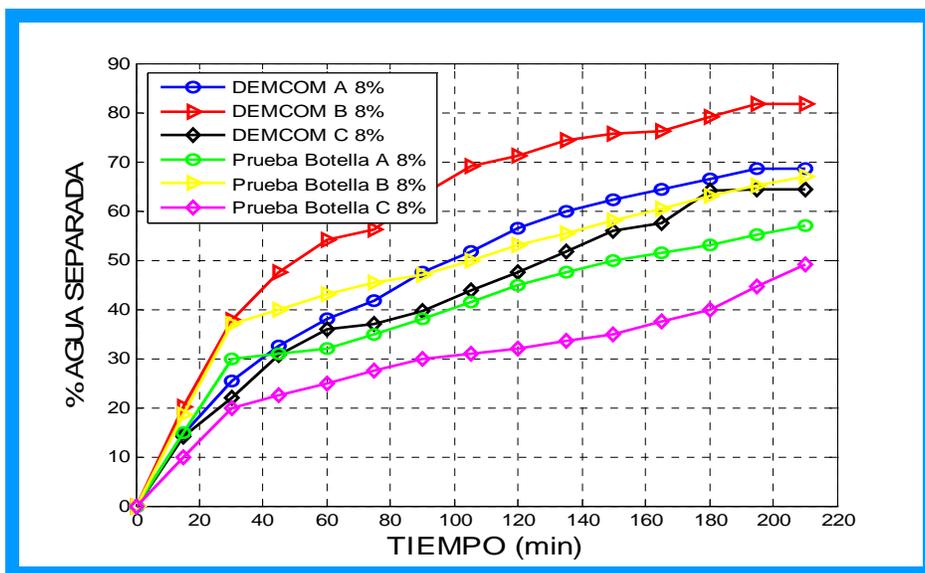


Figura 4.19.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% Desemulsificantes A, B y C para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

Al comparar los resultados con ambos métodos, se observó que existe una tendencia consistente entre los resultados, ya que la mayor cantidad de porcentaje de agua separada en función del tiempo se obtienen con el método DEMCOM, para todos los desemulsificantes utilizados y para las diferentes concentraciones. Este fenómeno puede explicarse debido a que en el método

DEMCOM se aplica una agitación en la fase acuosa desde el inicio del experimento, el cual influye en la velocidad de separación del agua de la emulsión de crudo, en cambio en la prueba de la botella no hay agitación. Por otra parte la interfase entre la emulsión del crudo y el agua, con el método de la botella fue difícil leer a simple vista, lo que pudo conducir a un error aleatorio o sistemático en la estimación de la cantidad de agua separada, en cambio con el método DEMCOM, los resultados se obtienen a través de una señal electrónica (conductividad) que se convierten en porcentaje de agua separada por medio de curva de la calibración que se realizó inicialmente antes de realización del proceso de desmulsificación.

En vista de los resultados presentados en las figuras anteriormente, se evidencian que la prueba DEMCOM genera la misma tendencia de la eficacia de los desemulsificantes y las diferentes concentraciones del mismo como la prueba de la botella, pero con DEMCOM se obtienen los mejores porcentajes de agua separada en función del tiempo. También se observó que el desemulsificante B fue el que mostró los mayores porcentajes de agua separada, seguido por el desemulsificante A y luego por el C.

Estos resultados del comportamiento del desemulsificante B para las diferentes químicas de desemulsificantes (2,4, 6 y 8%), se pueden observar en las figuras 4.20, 4.21, 4.22 y 4.23 , en donde se muestra el comportamiento del porcentaje de agua en función del tiempo, observándose que los mayores valores de porcentajes de agua separada fueron para 4, 6 y 8% tanto para DEMCOM como la Prueba de la Botella. Para un tiempo de 210 min se obtienen: DEMCOM 80,45%, PB 64%; DEMCOM 80,81%, PB 65%; DEMCOM 81,22%, PB 67% respectivamente.

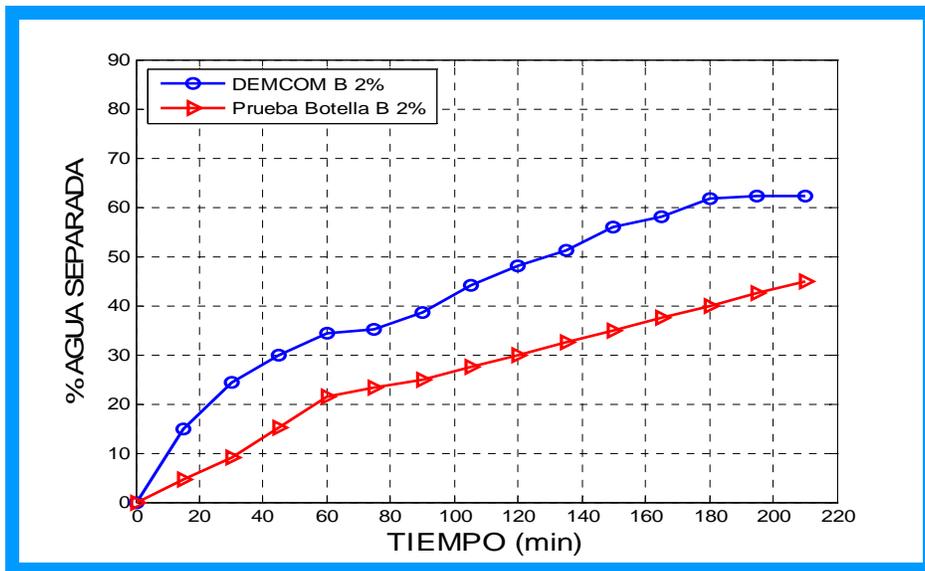


Figura 4.20.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2% Desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

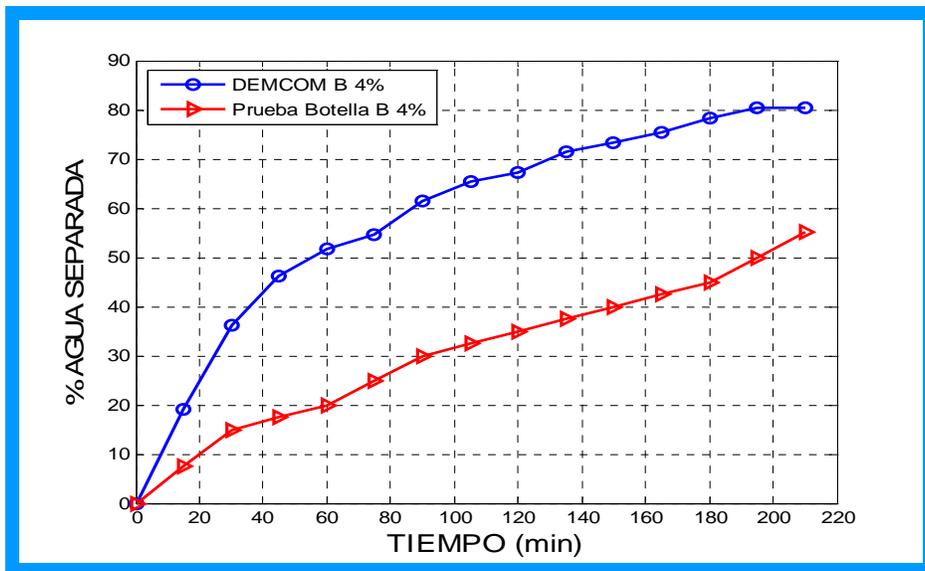


Figura 4.21.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4% Desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

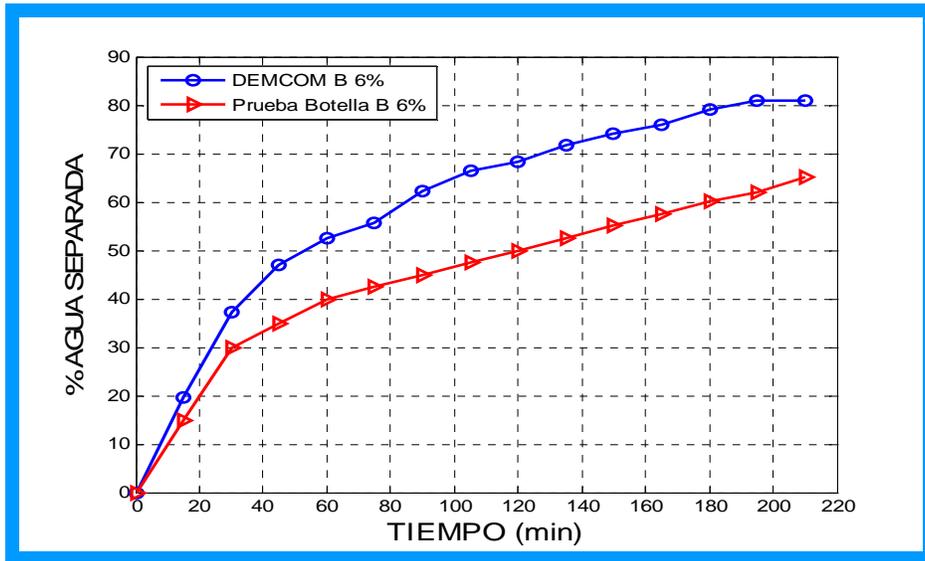


Figura 4.22.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 6% Desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

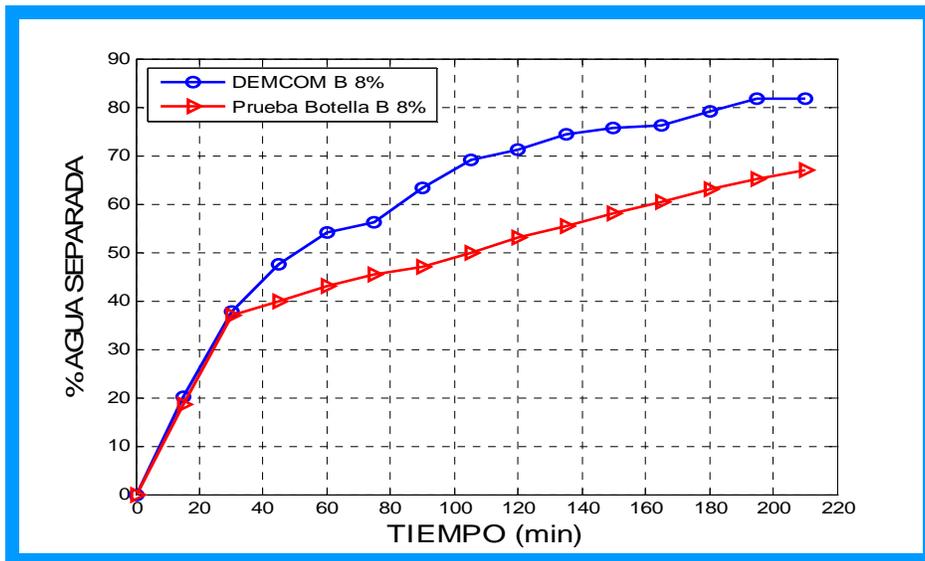


Figura 4.23.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 8% Desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

Una visión más detallada de estos resultados se pueden observar en las figuras 4.24.

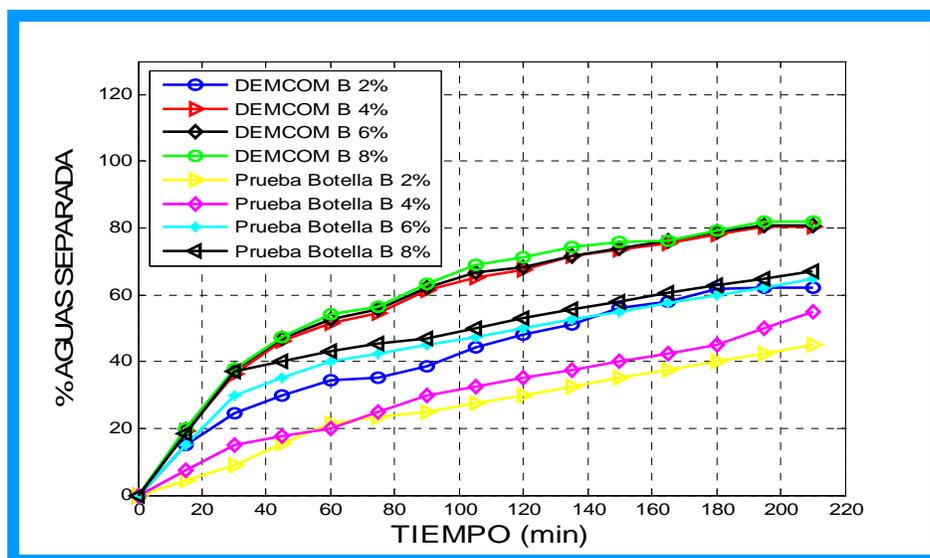


Figura 4.24.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 2, 4, 8% desemulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

Es importante señalar que lo que se pretende con el método DEMCOM y prueba de la botella es obtener una formulación óptima para el rompimiento de la emulsión que ayudaría a separar la mayor cantidad de agua, con la menor cantidad de químico desemulsificante y en menor tiempo, pero también debe ser relevante el método a utilizar para lograr tal fin.

En la figura 4.25 se puede observar que a medida que aumenta el tiempo de coalescencia los porcentajes de agua separada son mayores para DEMCOM, con una diferencia notable. Para un tiempo de 210 minutos con el método DEMCOM se obtienen porcentajes de agua separada de 80,45%, 80,81% y 81,82% para 4, 6 y 8% respectivamente, pero para ese mismo tiempo con la prueba de la botella se obtienen 64%, 65% y 67% para los mismos porcentaje de químicos. Estos resultados revelan que el método DEMCOM es un método mucho más eficaz, porque para un mismo tiempo se obtienen los mayores porcentaje de agua separada.

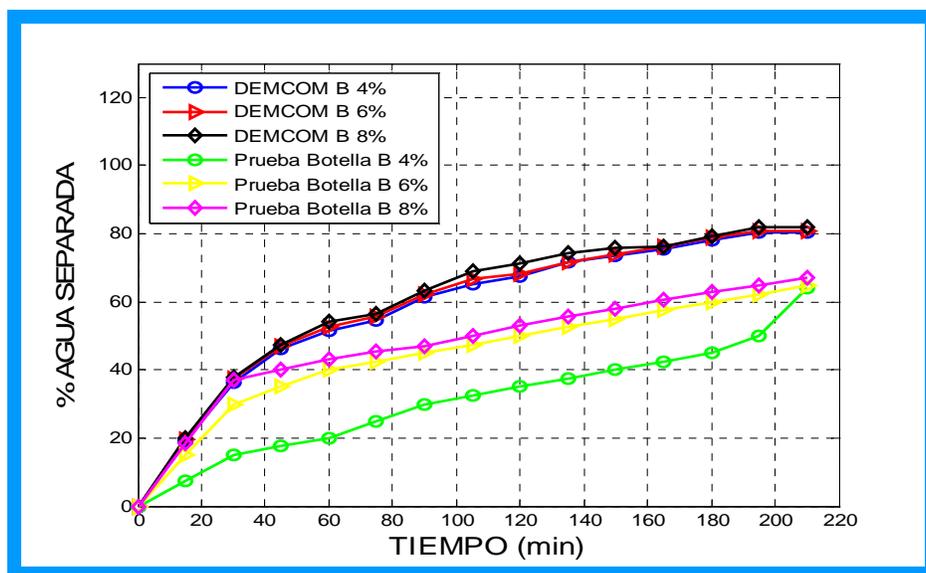


Figura 4.25.- Porcentaje de agua separada en función del tiempo con 4, 6, 8% desmulsificantes B para los métodos DEMCOM y Prueba de la Botella.

Con respecto a la eficiencia del método, en la tabla A20 (Apéndice A) se muestra la eficiencia determinada para el método tradicional (prueba de la botella) y el método DEMCOM, observándose una eficiencia de 65,3% para la prueba de la botella y 81,03% para DEMCOM.

Otras de las ventajas que se tomó en cuenta para comparar la eficacia y eficiencia del método fue la puesta en marcha de ambas pruebas, para DEMCOM cuando se comenzó el proceso de desmulsificación se registró en forma automática los datos de conductividad en función del tiempo, sin ocurrir ninguna interferencia en todo el proceso, para cada porcentaje de desmulsificante (2, 4, 6 y 8%) y para cada química (A, B y C) y cada ensayo se realizó por separado. Mientras cuando se comenzó la prueba de la botella se realizaron simultáneamente todas las muestras con los diferentes porcentajes de desmulsificantes (2, 4, 6 y 8%) y los datos de volumen de agua coalescida para cada muestra se registró manualmente, estos registros son de interpretación subjetivas, ya que se obtienen de una observación visual.

Estos resultados revelan que el método DEMCOM puede ser utilizado como una buena alternativa a la prueba de la botella, el cual permitiría cuantificar de una manera más exacta el porcentaje de agua separada en el crudo.

## CONCLUSIONES

1. La muestra de crudo mesa estaba previamente deshidratada con un contenido de agua y sedimento de 0,3%v/v. La gravedad API fue de 30,3 clasificado como crudo mediano. La densidad fue de 0,93955 g/cc y una viscosidad medida a 100 °F de 11 cps.
2. Con el método de la prueba de la botella se requieren 300 minutos (5 horas) para separar el mayor porcentaje de agua (82% para 8% de desmulsificante), mientras para el método DEMCOM el tiempo fue de 210 minutos (3 horas y 30 minutos) para separar 81,82% para la misma concentración.
3. El producto desmulsificante más eficiente para la separación de agua-crudo, tanto para el método DEMCOM como para la Prueba de la Botella fue el desmulsificante B con los diferentes porcentaje (2, 4, 6 y 8%).
4. El porcentaje de agua separada en la emulsión del crudo aumenta con el tiempo de coalescencia, tanto para DEMCOM como para la Prueba de la Botella.
5. Los datos registrados en el método DEMCOM se registran automáticamente a través de una señal electrónica mientras en la Prueba de la botella los datos reportados fue por observación visual.
6. Con la prueba de la botella se obtuvo una eficiencia de 65.3%, en cambio con el método DEMCOM la eficiencia fue de 81.03%, con esto se comprueba que método DEMCOM es más efectivo, lo que nos indica que se requiere menor tiempo de coalescencia para obtener la mayor cantidad de agua separada en la emulsión Agua-Crudo.

## **RECOMENDACIONES**

1. Realizar pruebas con diferentes crudos (liviano, pesado, extrapesados) sin deshidratar, para comprobar la efectividad del método DEMCOM en cuanto a la desemulsificación del mismo.
2. Realizar las pruebas con crudo mediano sin deshidratar, utilizando otros químicos desemulsificantes.
3. Realizar estudio de diseño y factibilidad económica del proceso para su aplicación en el campo de producción.
4. Conectar el equipo DEMCOM a una computadora para que se registren los datos de conductividad automáticamente utilizando un programa adecuado.
5. El método DEMCOM puede ser utilizado como una nueva alternativa a la prueba de la botella para la elección de demulsificante.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Segovia M. y Vásquez M. **“Evaluación de la Rentabilidad del Empleo de Alcoholes como Co-Surfactante para la Deshidratación de Crudo Guico I, procedente de la estación Guara, Distrito San Tomé”**, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Anzoátegui, Venezuela, (2010).
- 2.-Mariani G. **“Evaluación del Sistema de Deshidratación de Crudo en la Estación Batería 17, perteneciente a la Unidad de Producción Mediano, Distrito Sur San Tomé”**, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Anzoátegui, Venezuela, (2008).
3. - Van Dijk J., Havre T. y Oschmann H. **“Monitoring the Demulsification of Crude Oil Emulsions by Using Conductivity Measurements”**, By Taylor y Francis Group, LCC, (2006).
4. - Schramm L. **“Petroleum Emulsions”**, Basic Principles, American Chemical Society, (1992).
5. - Manning R. **“Treatments and Process oil”**, (1992).
6. - Marfisi S. **“Estabilidad de Emulsiones Relacionados con el Proceso de deshidratación de Crudo”**, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Merida, Venezuela, (2005).
- 7.- Marfisis S. y Salanger J. **“Deshidratación de Crudo”**, Principios y Tecnologías Plan Piloto en especialidades Química, Cuaderno FIRPS853-PP, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Meride, Venezuela, (2004).
- 8.- Unda T. **“Tensoactivos**, Facultad de Ingeniería Química, UNMAM, Mexico. (2003)
- 9.- Sánchez A., **“Manual de Tratamiento Químico y Térmico de Petróleo”**, INALSI, C.A., Cumaná, Venezuela, (2007).

10.- Wuithier, P., **“Refino y Tratamiento Químico”**, publicaciones del institutos del Petróleo Francés, Tomo I, Madrid (1971).

11.- Martell P. Jennifer T., **“Evaluación de tecnologías a escala de Laboratorio, para la Desalación de Crudos diluidos (16 °API) de la Faja Petrolifera del Orinoco”**, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Química, Anzoátegui, Venezuela, (2005).

12.- Salazar M. Pedro L., **“Influencia del Tipo y Concentración de Electrolitos en la Estabilidad de Emulsiones”**, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Anzoátegui, Venezuela, (2010).

13.- López E., **Influencia de la Formulación sobre la Estabilidad de la Emulsión**. Trabajo Especial de Grado, Mérida, (2004).

14.- Marfisi S., **“Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el Proceso de Deshidratación de Crudos”**. Tesis presentada para obtener el título de Doctor en Ciencias Aplicadas, mención Ingeniería Química. ULA-Mérida-Venezuela. (Marzo 2005).

15.- Marfisi, S. y Moreno, L., **“Manual de Laboratorio de Hidrocarburos”**, Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. (2007).

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

<b>TÍTULO</b>	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO DEMCOM EN UN CRUDO MEDIANO
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Núñez S, Silvia P	<b>CVLAC:</b> 19.081.447 <b>E MAIL:</b> silvianusanch_89@hotmail.com
Scrofani O, Laura C	<b>CVLAC:</b> 19.374.762 <b>E MAIL:</b> laurascrofani@hotmail.com

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Determinación

Eficiencia

Proceso

Deshidratación

Método

Crudo

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

<b>ÀREA</b>	<b>SUBÀREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En el presente trabajo se estudió la eficiencia de deshidratación mediante el uso del método DEMCOM en un crudo mediano. La muestra de petróleo crudo fue previamente caracterizada, obteniéndose un crudo mediano de 30.3 °API, porcentaje de agua y sedimentos 0,3%, densidad 0,93955 g/cc, viscosidad 11 cp. Luego se preparó la emulsión agua – crudo con un porcentaje en volumen de crudo de 90% y 10% de agua, este volumen se empleó debido a que el crudo mesa solo contenía 0,3% de agua, cantidad insuficiente para realizar el proceso de deshidratación. Esta investigación permitió a través de ensayos experimentales realizados en el laboratorio de procesamiento de hidrocarburos probar la efectividad del método DEMCOM. Se realizaron unas series de pruebas, disponiendo cantidades de crudo emulsionado combinados con varios desemulsificantes y diferentes composiciones del mismo, aplicando dos tecnologías de rompimiento de emulsión: la Prueba de la Botella y el método DEMCOM. Se determinó que el mejor desemulsificante fue el producto B, obteniéndose los mayores porcentajes de separación de agua con el método DEMCOM para 4, 6 y 8% de química desemulsificante, los cuales fueron 80, 45%, 80, 81% y 82% respectivamente. Al efectuar los múltiples ensayos se prosiguió a efectuar el análisis comparativo entre los resultados arrojados mediante la prueba de la botella y los obtenidos a través del método DEMCOM. Estos resultados (DEMCOM 80,45%, PB 64%; DEMCOM 80,81%, PB 65%; DEMCOM 81,22%, PB 67% para 4, 6 y 8% de química respectivamente), revelan que la mejor deshidratación del crudo fue a través del método DEMCOM, donde notablemente la eficiencia del mismo (81.03%), mejora la eficacia del proceso en general, reduciendo el tiempo de deshidratación del crudo realizado mediante la Prueba de la Botella, generando así que técnicamente esta nueva tecnología puede ser empleada a nivel de laboratorio, la cual permitiría cuantificar de una manera más exacta el porcentaje de agua separada en el crudo y por ende un ahorro notable en el tiempo de coalescencia de las emulsiones de crudo.

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

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
Ing. Rayda Patiño (M.Sc)	<b>CVLAC:</b>	• 11.833.699			
	<b>E_MAIL</b>	raydapatino@hotmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA X</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
Ing. Alicia Sánchez (M.Sc)	<b>CVLAC:</b>	5.082.745			
	<b>E_MAIL</b>	aliciasanch@cantv.net			
	<b>E_MAIL</b>	inalsica@hotmail.com			
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
Ing. Jairo Uricare (Esp)	<b>CVLAC:</b>	11.342.890			
	<b>E_MAIL</b>	• uricare2@hotmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
Ing. Oly Guerra (M.Sc)	<b>CVLAC:</b>	3.733.796			
	<b>E_MAIL</b>	olyguerra1@hotmail.com			
	<b>E_MAIL</b>	olyguerra1@gmail.com			
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>
<b>2011</b>	<b>04</b>	<b>08</b>

**LENGUAJE. SPA**

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

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>

**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:** Universidad De Oriente. Núcleo Anzoátegui (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** Indefinido (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniería de Petróleo

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pre-Grado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Petróleo

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui

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

**DERECHOS**

**De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:**

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización.”

Silvia Núñez

Laura Scrofani

---

**AUTOR**

---

**AUTOR**

Rayda Patiño

Jairo Uricare

Oly Guerra

---

**TUTOR**

---

**JURADO**

---

**JURADO**

Rayda Patiño

---

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**