

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“DISEÑO CONCEPTUAL DE UN TRATAMIENTO PARA  
SEPARACIÓN DE SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN EN UN  
SISTEMA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS”**

**MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**Presentado por:**

José Antonio Castillo Cárdenas  
Leonardo Andrés Briones Andrade

**Dirigido Por:**

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

Guayaquil – Ecuador

2016

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo primeramente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mi madre, por ser el pilar fundamental en mi vida y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional en cada etapa de mi vida. A mi padre, a pesar no estar conmigo, siempre lo llevo presente en cada paso que doy. A mis hermanos y mis sobrinos, que en cada momento fueron ese motor anímico para salir adelante y lograr todos mis objetivos.

**José Antonio Castillo Cárdenas**

## DEDICATORIA

A mis padres Leonardo y Noralma quienes con gran sacrificio, entrega y amor fueron artífices y pilar fundamental en la consecución de mis objetivos profesionales y durante toda mi vida.

A mis hermanos Claudia y Ricardo por su compañía y apoyo durante mis años de estudios superiores.

A Isabel quien con todo su cariño y paciencia supo estar siempre junto a mí.

**Leonardo Andrés Briones Andrade**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por guiarme, protegerme y darme la fuerza necesaria para superar todos los obstáculos a lo largo de toda mi vida.

A mi padre, a pesar de su pronta partida, en estos momentos está más presente que nunca y sé que ahora el estaría orgulloso. Esto es por ti. A mi madre, por ser una madre ejemplar que me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada y siempre perseverar a través de sus sabios consejos. A mis hermanos y a mis sobrinos, que, sin sus palabras de aliento y su apoyo incondicional, nada de esto fuera posible.

A mis amigos y en especial a Leonardo, con quien, realizamos este proyecto de graduación.

**José Antonio Castillo Cárdenas**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, porque gracias al don de la sabiduría y bajo su protección he podido alcanzar los objetivos que me había planteado para mi vida profesional.

A mi familia, Leonardo, Noralma, Claudia, Ricardo e Isabel quienes de una u otra manera me brindaron su apoyo, amor durante toda mi vida universitaria.

A mis compañeros de la universidad y en especial a José Antonio Castillo por compartir conmigo su tiempo y conocimientos en la realización de este proyecto. A la familia Stans, Kate Welp y Dewey Moulton por haber sido un apoyo muy importante durante toda mi vida universitaria.

**Leonardo Andrés Briones Andrade**

## **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

**DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

---

MSc. Kenny Fernando Escobar Segovia

**MIEMBRO EVALUADOR**

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOLE realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual."

---

José Antonio Castillo Cárdenas

---

Leonardo Andrés Briones Andrade

## RESUMEN

El presente trabajo de materia integradora, muestra un diseño conceptual para poder remover las partículas sólidas que se encuentran bordeando las gotas de agua en un sistema de hidrocarburos líquidos, en el cual, el petróleo es la fase continua.

El trabajo inicia analizando los problemas de emulsión que existen en el campo "PetroEspol", ya que la formación de emulsiones ocasiona muchos inconvenientes en el proceso de separación de fases, causando pérdidas de tiempo y dinero. Por ello, es necesario que estas emulsiones atraviesen una nueva etapa para causar su inestabilidad.

Luego se procede determinar los volúmenes de químicos a utilizar durante el proceso de deshidratación de crudo, tales como demulsificantes y dispersantes de parafinas que proporcionan una ruptura de la emulsión logrando separar más agua del petróleo, lo que se ve reflejado en un incremento de producción. A las muestras de crudo con estos químicos, se les realiza un análisis de BSW al igual que las muestras del mismo crudo que no tuvieron adición de químicos y se compara los resultados.



De ser viable y factible este diseño conceptual, se podrá lograr romper las emulsiones detalladas en el problema anterior y así reducir tiempo en el proceso de separación y costos efectuados por la empresa operadora de este campo. Finalmente, en el último capítulo de este trabajo se realiza un análisis económico de los resultados que se obtienen con el incremento de producción del campo y los gastos empleados en los químicos que se añaden para desestabilizar las emulsiones generadas durante el proceso.

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	vii
ÍNDICE DE GRÁFICAS .....	xvi
ÍNDICE DE IMÁGENES .....	xvii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xviii
ABREVIATURAS .....	xx
SIMBOLOGÍA .....	xxii
INTRODUCCIÓN .....	xxiii
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>1. EL PROBLEMA .....</b>	<b>1</b>
1.1.Definición del Problema .....	1

1.2..... Objetivos  
..... 3

1.2.1. Objetivo General ..... 3

1.2.2. Objetivos Específicos ..... 3

1.3..... Justificación  
..... 4

**CAPÍTULO 2..... 6**

**2. MARCO TEÓRICO ..... 6**

2.1.Deshidratación de crudos  
..... 6

2.2.Formación de emulsiones  
..... 6

2.3.Agentes Emulsionantes  
..... 7

2.4.Propiedades que participan en la estabilidad de la emulsión	9
2.5.Prevenición de la formación de la emulsión	10
2.6.Mecanismo de Ruptura de la emulsión	11
2.7.Métodos para la Deshidratación de Crudo	12
2.7.1. Método Químico	15
2.7.1.1. Selección y Optimización del Demulsificante	23
2.7.1.2. Criterio de Selección de un Demulsificante	23
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>25</b>
<b>3. MARCO METODOLÓGICO</b>	<b>25</b>

3.1.Caracterización	del	Crudo	
.....			25
3.1.1. Factor de Kuop.....			25
3.2.Características	del	Crudo	del
			Campo
			PetroEspol
.....			28
3.3.Características	del	Demulsificante	
.....			29
3.3.1. Demulsificante A .....			29
3.3.1.1. Características y Beneficios.....			29
3.3.1.2. Composición .....			30
3.3.1.3. Propiedades Físicas y Químicas .....			30
3.3.2. Dispersante A.....			31
3.3.2.1. Características y Beneficios.....			32
3.3.2.2. Composición .....			32

3.3.2.3. Propiedades Físicas y Químicas .....	33
3.4.Calculo del Tiempo de Residencia .....	34
3.5.Rendimiento a Condiciones de Laboratorio de los Químicos utilizados en el Tratamiento.....	37
3.6.Resultados del Tratamiento para el Fluido Total .....	37
3.6.1. Resultados del Tratamiento para el Fluido Producido.....	38
3.6.2. Resultados del Tratamiento para la Emulsión.....	40
3.7.Cantidad de Químico Empleado .....	41
3.8.Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Campo PetroEspol.....	43
3.9.Proceso para realizar la prueba de BSW basado en la norma ASTM D 96 – 88.....	46

3.9.1. BSW obtenido en Pruebas Mensuales al Tanque de Lavado ...	51
3.9.2. Comparación respecto al BSW entre el método actual y el método propuesto .....	54
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>56</b>
<b>4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO .....</b>	<b>56</b>
4.1.Costo del Mensual del Tratamiento Químico .....	56
4.2.Costo del Tratamiento para Barriles de Fluidos Producidos .....	58
4.3.Costo del Tratamiento para Barriles de Fluidos Emulsionado .....	59
4.4.Comparación del Método Actual y el Método Químico .....	60
4.5.Ganancia Generada por la Aplicación del Tratamiento Químico .....	61

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>66</b>
CONCLUSIONES .....	66
RECOMENDACIONES.....	68

**BIBLIOGRAFIA**

**ANEXOS**



## ÍNDICE DE GRÁFICAS

<b>Gráfico 1.</b> Cantidad de químico utilizado en el fluido producido.....	39
<b>Gráfico 2.</b> Cantidad de químico utilizado en el fluido emulsionado .....	40
<b>Gráfico 3.</b> Partes por millón utilizados de demulsificante y dispersante .....	42
<b>Gráfico 4.</b> Partes por millón de petróleo reinyectado en el agua de formación .....	45
<b>Gráfico 5.</b> BSW luego de aplicado el tratamiento químico .....	53
<b>Gráfico 6.</b> Comparación del BSW sin y con tratamiento.....	55
<b>Gráfico 7.</b> Diferencia en los barriles de petróleo producidos debido al tratamiento.....	63
<b>Gráfico 8.</b> Ingresos y egresos generados por el tratamiento químico .....	65

## ÍNDICE DE IMÁGENES

<b>Imagen 1.</b> Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo .....	8
<b>Imagen 2.</b> Emulsión de agua en aceite con la película circundante a la gota de agua en el proceso de ruptura. ....	13
<b>Imagen 3.</b> Pruebas de BSW al fluido presente en el Separador de Producción .....	48
<b>Imagen 4.</b> Prueba de BSW al agua de formación .....	49
<b>Imagen 5.</b> Presencia de emulsión en la prueba de BSW.....	50
<b>Imagen 6.</b> Presencia de petróleo y sedimentos en muestra de agua de formación .....	51

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Valores del factor de Kuop para la caracterización del petróleo. ....	26
<b>Tabla 2.</b> Temperatura para los diferentes volúmenes de petróleo destilado.	27
<b>Tabla 3.</b> Temperatura Volumétrica Media para la muestra de petróleo destilada.....	27
<b>Tabla 4.</b> Características del petróleo del petróleo del campo PetroEspol.....	28
<b>Tabla 5.</b> Características del agua de formación del campo PetroEspol .....	28
<b>Tabla 6.</b> Composición del Demulsificante A.....	30
<b>Tabla 7.</b> Propiedades del Demulsificante A.....	31
<b>Tabla 8.</b> Composición del Dispersante A.....	33
<b>Tabla 9.</b> Propiedades del Demulsificante A.....	34
<b>Tabla 10.</b> Resultados para el tiempo de residencia. ....	36
<b>Tabla 11.</b> Rendimiento en Laboratorio de los Químicos .....	38

<b>Tabla 12.</b> Partes por millón utilizada de químicos en el fluido y emulsión .....	41
<b>Tabla 13.</b> Partes por millón de petróleo reinyectado en el agua de formación .....	44
<b>Tabla 14.</b> Pruebas de BSW al fluido con químico .....	52
<b>Tabla 15.</b> Comparación entre el BSW del fluido sin y con tratamiento químico .....	54
<b>Tabla 16.</b> Costo mensual del tratamiento químico .....	57
<b>Tabla 17.</b> Costos mensuales del tratamiento para el fluido producido .....	58
<b>Tabla 18.</b> Costos mensuales del tratamiento para el fluido emulsionado .....	59
<b>Tabla 19.</b> Producción Mensual del campo sin tratamiento químico .....	60
<b>Tabla 20.</b> Producción Mensual del campo con tratamiento químico .....	61
<b>Tabla 21.</b> Ingresos producidos por el tratamiento químico .....	62
<b>Tabla 22.</b> Ganancia generada por el tratamiento químico .....	64

## ABREVIATURAS

- \$/BE** : Costo del tratamiento químico por cada barril de fluido emulsionado.
- \$/BFP** : Costo del tratamiento químico por cada barril de fluido producido.
- \$/BPP** : Costo de producción de un barril de petróleo.
- \$/Gal** : Costo por galón de químico utilizado.
- \$/mes** : Costo total por mes del químico utilizado.
- °API** : Unidad de medida establecida por el American Petroleum Institute (API) que indica la densidad de un líquido (Schlumberger, 2016).
- ASTM** : La designación de una norma desarrollada por ASTM International (Schlumberger, 2016).
- BAPM** : Barriles de agua producidos mensuales.
- BBL** : Barriles.
- BE/mes** : Barriles de fluido emulsionado tratados mensuales.
- BF** : Barriles de fluido.
- BFP/mes** : Barriles de fluido producidos al mes.
- BPPM** : Barriles de petróleo producidos al mes.

- BSW : Cantidad en porcentaje de agua y sedimentos que hay en una muestra de petróleo.
- FWKO : Free Water Knockout (Separador de agua libre).
- gal : Galones.
- gal/BE : Galones de químico utilizados por cada barril de fluido emulsionado.
- gal/BFP : Galones de químico utilizados por cada barril de fluido producido.
- gal/mes : Galones de químico utilizados por mes.
- OCP : Oleoducto de Crudos Pesados.
- ppm : Partes por millón.
- W/O : Emulsiones de agua en petróleo.

## SIMBOLOGÍA

Å	: Armstrong.
°C	: Grados Centígrados.
cps	: Centipoise.
cSt	: Centistokes.
°F	: Grados Fahrenheit.
ft	: Pies.
gr/cm <sup>3</sup>	: Gramos por centímetros cúbicos (densidad).
lbs/gal	: Libras por galón (densidad).
pH	: Medida que permite ver si una disolución es acida o básica.
°R	: Grados Rankine.

## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se centra en la problemática causada por las emulsiones, que básicamente, es la zona donde se mezcla el agua de formación y el crudo creando un solo fluido estable. Las emulsiones son muy frecuentes en la industria petrolera, creando problemas al momento de deshidratar el crudo, evitando que las gotas de agua atrapadas dentro del crudo puedan liberarse y ser separadas correctamente.

El objetivo principal de este proyecto es diseñar de manera conceptual un tratamiento químico para los sólidos finamente divididos que ocasionan una estabilización de la emulsión. Se espera que con este tratamiento se pueda obtener un mejor rendimiento y poder recuperar la mayor cantidad de crudo libre de agua.

La característica principal de este tipo de problema es que no permite la correcta separación de los fluidos del yacimiento. Durante la extracción del crudo, el agua de formación y el crudo viajan juntos sin emulsionarse. Pero, al ir pasando por todas las facilidades de superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.), se produce la agitación necesaria para que se cree una



emulsión de agua en petróleo, haciendo que las gotas de agua se dispersen dentro del crudo.

Para analizar esta problemática, es necesario analizar sus causas. Una de ellas son los sólidos finamente divididos tales como: tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, etc. Todas estas partículas se posan alrededor de la gota de agua formando una barrera física dando estabilidad a la emulsión.

La investigación de este problema se realizó por el interés de dar a conocer dentro de la comunidad petrolera como este tipo de afectaciones, aparte de disminuir la producción, puede generar grandes pérdidas económicas y posibles sanciones a la empresa encargada.

Por otro lado, se busca establecer una diferencia entre el método usado actualmente y el método propuesto lo que nos dará una perspectiva de las mejoras que se desean realizar, así mismo, se obtendrá el rendimiento de ambos métodos al momento de desestabilizar emulsiones y ver cual obtendría los mejores resultados.

Esta problemática genero un interés académico debido a la poca frecuencia con la que se toca este tipo de temáticas dentro de la carrera. Este proyecto será conceptual, pero a futuro, se espera motivar proyectos con mayores

alcances para solucionar este tipo de problemáticas de manera más eficiente y generando pruebas de laboratorio con diferentes muestras de crudos con diferente tipo de sólidos en ellos.

También se generó un interés profesional debido a que el método actual utilizado en muchos campos a nivel nacional, no solo resulta poco eficiente, sino que también conlleva pérdida de barriles producidos. El método propuesto de manera conceptual, es un sistema más eficiente para causar la inestabilidad de emulsiones e incrementar la producción, considerando que no todos los sólidos en suspensión son fáciles de remover en un tanque de lavado.

Se desarrolló una selección de químicos para tratar diversos problemas con respecto a los sólidos en suspensión más comunes y acorde a eso diseñar un tratamiento adecuado.

Finalmente se realizó la comparación entre el método actualmente usado y el método propuesto comparando la cantidad de barriles que salen de este proceso, su BSW y la cantidad en suspensión que hay en los mismos. Considerando todas estas variables, se obtuvo el rendimiento de cada método y ver cuál es más efectivo.

# CAPÍTULO 1

## 1. EL PROBLEMA

### 1.1. Definición del Problema

La estabilidad que tienen las emulsiones formadas en su mayoría en las facilidades de superficie del campo "PetroEspol" dificulta la deshidratación del crudo durante el proceso de separación. El problema es debido a que las gotas de agua tienen una delgada película de sólidos que las bordea, esto logra que la emulsión sea mucho más estable y difícil de alcanzar su ruptura para poder deshidratar el crudo y bombearlo a la Estación de Bombeo #1 o "Terminal Amazonas" perteneciente al Sistema de Oleoductos de Crudos pesados "OCP" localizada en el Cantón Lago Agrio de la Provincia de Sucumbíos en el oriente ecuatoriano.

El Oleoducto de Crudos Pesados "OCP" tiene normas y especificaciones que el crudo que ingresa debe cumplir. Una de ellas es que no puede tener un porcentaje de BSW mayor al 0.5%, por lo cual, el proceso de deshidratación del crudo del campo "PetroEspol" es de suma importancia antes de bombearlo,

ya que de no cumplir con los parámetros establecidos por OCP se establecen sanciones a la compañía operadora.

Durante el proceso de deshidratación de crudo estas emulsiones continúan circulando en el proceso, aún después de la etapa final porque no se logra la inestabilidad suficiente de la emulsión. Por ello, es necesario que las emulsiones ingresen de nuevo al proceso de separación ya que no se pueden enviar a los tanques de almacenamiento con un porcentaje de BSW muy alto debido a las razones antes mencionadas. En el campo "PetroEspol" se realizan constantes muestreos en las diferentes etapas del proceso de separación para garantizar que se cumplan las normas de operación y la eficiencia de los equipos utilizados. Al final del proceso, en los tanques de almacenamiento se trata de mantener un porcentaje de BSW que oscila entre el 0.3 y 0.4 por ciento respectivamente.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General**

- Diseñar un tratamiento para la correcta remoción de sólidos finamente divididos y lograr desestabilizar emulsiones en un sistema agua – petróleo.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Determinar la factibilidad del proyecto de tratamiento químico mediante un análisis del incremento de la producción.
- Comparar las pruebas de BSW correspondientes a las muestras de petróleo antes y después de usar el demulsificante y dispersante de parafinas.
- Registrar la concentración de petróleo que tiene el agua obtenida a lo largo del proceso de separación antes de ser reinyectada.

### **1.3. Justificación**

Actualmente en la industria petrolera es importante poder deshidratar el crudo, extrayendo la mayor cantidad de agua posible, y para esto se utiliza combinaciones entre separadores, scrubbers, FWKO y tanques de lavado, componiendo un sistema complejo por el cual el crudo atraviesa dichas fases separando el agua del crudo.

Debido a aparataje en superficie en el momento que el fluido extraído es transportado hacia este sistema, se empieza a crear una emulsión estable de agua en petróleo, lo cual, dificulta el proceso de deshidratación. Sumándole a esto, problemas con sólidos en suspensión difíciles de separar por densidad, que son, lo que encierran la gota de agua dentro del crudo creando una mayor estabilidad en las emulsiones.

Lo que la mayoría de las compañías en estos días hace para controlar este tipo de problemas es ubicar el crudo deshidratado en un tanque de lavado, para que, por densidad, estos sólidos se separen. Y muchos de estos por simple densidad no se separan por esto se quiere diseñar una selección para distintos tipos de sólidos de suspensión y compararlo con la realidad de un campo para ver la eficiencia de ambos métodos.

Separar correctamente los sólidos en suspensión conllevará a una correcta separación de agua y esto se podría traducir a recuperar una mayor cantidad de barriles de petróleo libres de emulsiones. Mayor cantidad de barriles recuperados se traducirá en ganancias que benefician tanto a la empresa encargada como al estado. Y en un apartado que le concierne a la empresa encargada, podría llegar a cumplir con la línea base establecida para su producción diaria y aparte evitar sanciones cuando su petróleo ingrese a cualquier sistema de transporte por oleoducto.

Se espera que, a futuro, el método de deshidratación de crudo sea más completo. El tanque de lavado es una buena alternativa cuando los sólidos son grandes y por su propio peso caen, pero cuando los sólidos son más pequeños que las mismas gotas de agua, se deberá implementar esta alternativa. Los beneficiarios directos serían las mismas empresas encargadas de dicho campo, ya que, ellos serían los que aplicarían esta metodología en sus plantas de deshidratación. Se espera que, a futuro, se pueda realizar una mejora a este proyecto y con pruebas con muestras de diversos campos con diversos problemas, obteniendo el rendimiento de los diferentes métodos de separación en laboratorio.

# CAPÍTULO 2

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Deshidratación de crudos

El procedimiento para lograr separar el agua asociada del crudo es conocido como deshidratación de crudo. El agua asociada puede estar presente de dos maneras, ya sea libre o formando una emulsión con el crudo. Si el agua se encuentra de forma libre, va a separarse fácilmente de manera gravitatoria en los tanques de lavado, de no ser este el caso, y que se encuentre presente en forma de emulsión va a ser un poco más costoso separarla tanto en tiempo como en dinero (Marfisi & Salager, 2004).

### 2.2. Formación de emulsiones

Para que se pueda formar una emulsión es necesario que existan 3 requerimientos fundamentales (Marfisi & Salager, 2004):



- La existencia de 2 fluidos no miscibles.
- Que los fluidos atraviesen codos y restricciones correspondientes a las facilidades de producción para que se genere una gran agitación.
- La presencia de un factor emulsionante que incremente la estabilidad de las gotas de agua en contacto con el petróleo.

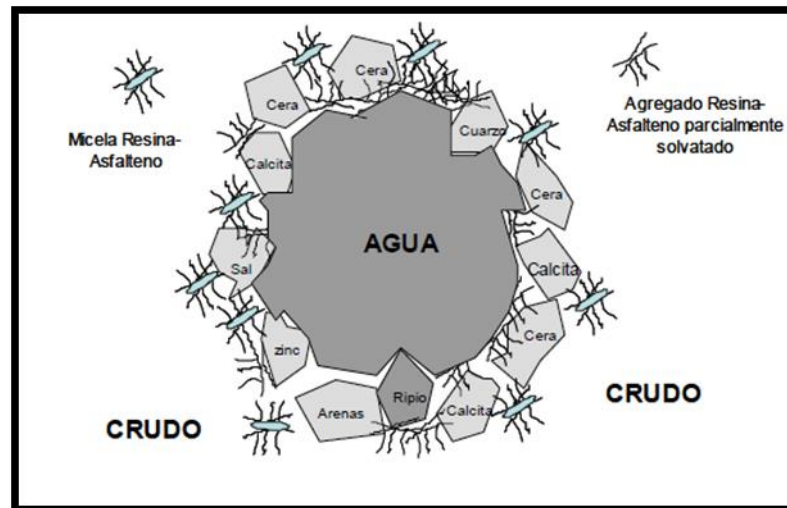
La mezcla de dos fases petróleo – agua se desplaza en el reservorio a una velocidad cercana a un pie por día, lo que dificulta mucho la formación de las emulsiones durante su desplazamiento en el espacio poroso debido a una baja velocidad. El problema radica cuando la mezcla ingresa a los sistemas de levantamiento e incluso aguas abajo cuando atraviesa las facilidades de producción ocasionando la suficiente agitación para formar la emulsión (Marfisi & Salager, 2004).

### **2.3. Agentes Emulsionantes**

Los agentes emulsionantes son los encargados de aumentar la estabilidad de la emulsión y se podrían clasificar en (Marfisi & Salager, 2004):

- Compuestos orgánicos encontrados dentro del yacimiento.
- Sólidos en suspensión o divididos finamente.
- Químicos utilizados en diferentes operaciones dentro del pozo.

Es recomendable que las emulsiones sean tratadas en el menor tiempo posible con la finalidad de lograr su separación de una manera más sencilla.



**Imagen 1.** Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo  
**Fuente:** Marfisi & Salager, 2004.

La inestabilidad de la emulsión se ve disminuida debido a las siguientes razones (Marfisi & Salager, 2004):

- Interacción alta entre dos fluidos inmiscibles (interfaz poco definida entre dos fluidos no miscibles).
- Acumulación de sólidos en suspensión alrededor de una gota.
- Si un compuesto orgánico encontrado en la interfase es polar ocasiona un alejamiento de las gotas de uno de los fluidos.

#### **2.4. Propiedades que participan en la estabilidad de la emulsión**

El incremento de la inestabilidad de la emulsión viene dado por varias propiedades (Marfisi & Salager, 2004):

- Disminución de la tensión interfacial
- Viscosidad del fluido que se encuentra en fase continua.
- Dimensión de la gota
- Relación de volumen de los fluidos involucrados
- Temperatura a la cual se encuentran los fluidos involucrados
- Medida de acidez o alcalinidad de los fluidos (pH).
- Tiempo en que ambos fluidos han estado en contacto
- Tipo de crudo al cual se encuentra emulsionado.
- Existencia de iones (cationes o aniones).

## **2.5. Prevención de la formación de la emulsión**

Las restricciones en superficie tales como los codos, válvulas y demás equipos y tuberías que conforman las facilidades de producción, ocasionan que los fluidos inmiscibles, en este caso, petróleo y agua entren en contacto con gran agitación, lo que ocasiona la formación de emulsiones. Por ello es recomendable evitar la formación de las mismas desde el punto más bajo del pozo (Marfisi & Salager, 2004).

No es tan sencillo inyectar los demulsificantes o dispersantes de parafinas en el punto más profundo del pozo, lo que significa que es más común tratar de romper las emulsiones antes que poder prevenirlas (Marfisi & Salager, 2004).

Cerca del 10 % de los sistemas de producción usados en la industria petrolera no ocasionan conflictos serios de emulsiones. Existen además otras sustancias que agravan este problema de emulsiones tales como las sustancias usadas en fracturamiento hidráulico, reacondicionamiento de pozos, prevención de corrosión, entre otros (Marfisi & Salager, 2004).

## 2.6. Mecanismo de Ruptura de la emulsión

- Fase 1: Aproximación de las gotas más grandes. – Las gotas de la fase discontinua de gran tamaño están en capacidad de entrar en contacto unas con otras gracias a la acción de la gravedad.
- Fase 2: Deformación de las gotas – Cuando las gotas más grandes que se forman entran en contacto unas con otras, generan una deformación de los bordes de las mismas y se genera una película intergota, dando inicio a la segunda etapa del proceso donde se produce dicha deformación en el borde y se crea una pared entre el fluido con un espesor aproximado a quinientos Armstrong.
- Fase 3: Coalescencia. – El fenómeno que ocurre en la fase 3 mediante el cual las gotas abandonan su identidad y el área interfacial disminuye se conoce como coalescencia. Durante la coalescencia las gotas que entraron en contacto y deformaron sus bordes ocasionan una unión de todas las gotas formando un banco de un mismo fluido.

## 2.7. Métodos para la Deshidratación de Crudo

Existen tres pasos básicos que normalmente se requieren para separar una emulsión de agua en petróleo (Society of Petroleum Engineers, 1992):

- **Desestabilización:** Una emulsión se desestabiliza contrarrestando el efecto estabilizador del agente emulsificante. La película que rodea las gotas de agua dispersas deben ser debilitadas y roto. Esto se logra generalmente mediante la adición de calor y/o un, correctamente seleccionado, compuesto químico interfacialmente activo a la emulsión.
- **Coalescencia:** Después de que las películas que encierran las gotas dispersas se rompen, las gotas dispersas deben unirse en gotas lo suficientemente grandes como instalarse fuera de la fase continua de aceite. En la figura 2 muestra una pequeña gota de agua que se escapa a través de la película de la emulsión desestabilizada a uniéndose a una gota más grande. Esto por lo general se lleva a cabo mediante la imposición de un período de agitación moderada o sometiendo la emulsión desestabilizada a un campo eléctrico alterno. Esto aumentará la tasa de gotas dispersadas en contacto. Por lo tanto, coalescencia se incrementará, lo que resulta en gotas más grandes.



**Imagen 2.** Emulsión de agua en aceite con la película circundante a la gota de agua en el proceso de ruptura.

**Fuente:** Petroleum Engineering Handbook, 1992

- Separación por Gravedad: Se debe proporcionar un periodo de tiempo para sedimentación para permitir que las gotas que se unieron puedan asentarse fuera del petróleo debido a la diferencia de densidad entre el agua y el petróleo. Esto se logra al proporcionar un tiempo de residencia suficiente y un patrón de flujo favorable en un tanque o recipiente que permita que las gotas de agua se separen del petróleo.

Para poder elegir un tratamiento, se debe considerar el tipo de petróleo con el que se desea trabajar y se cuenta con los recursos necesarios para su operación, se puede elegir entre cuatro diferentes métodos o tratamientos que son: químico, térmico, mecánico y eléctrico. Estos métodos pueden ser

combinados para lograr una eficiencia mejor en la deshidratación del petróleo (Society of Petroleum Engineers, 1992).

Los métodos anteriormente mencionados son descritos a continuación:

- Tratamiento químico: consiste en el uso de productos químicos tales como dispersantes, demulsificantes, etc., para deshidratar el crudo. Puede ser inyectado tanto en la estación de producción como el en fondo del pozo, lo cual, ayudara a que la emulsión no se estabilice hasta su llegada a la estación.
- Tratamiento térmico: consiste en aumenta la temperatura del fluido emulsionado mediante el uso de intercambiadores de calor y desestabilizar la emulsión.
- Tratamiento mecánico: consiste en la utilización de equipos especializados como agitadores para poder romper emulsiones y que los fluidos puedan ser separados por densidades. Aumenta su eficiencia si se combina con otros métodos como el químico o el térmico.
- Tratamiento eléctrico: consiste en la implementación de tanques especiales llamados deshidratadores electroestáticos, los cuales, generan un campo eléctrico separando las gotas dispersas en la fase



continúa siendo arrastradas formando gotas más grandes y por densidades se precipiten.

### **2.7.1. Método Químico**

Ciertos compuestos químicos son ampliamente utilizados para desestabilizar y para ayudar en la coalescencia de las emulsiones de aceite crudo. Estos se conocen como productos químicos de deshidratación o demulsificantes. Este método de tratamiento es popular debido a que los productos químicos se aplican fácilmente a la emulsión, por lo general son razonables en el costo, y por lo general a minimizar la cantidad de calor y el tiempo de establecimiento requerido (Society of Petroleum Engineers, 2015).

El producto químico contrarresta el agente emulsionante, lo que permite a las gotas dispersas de la emulsión a coalescer en gotas más grandes y establecerse fuera de la matriz. Para que el demulsificante pueda trabajar, se debe (Society of Petroleum Engineers, 2015):

- Inyectar en la emulsión.
- Mezclar íntimamente con la emulsión y migrar a todas las películas protectoras que rodean todas las gotas dispersadas.
- Desplazar o anular el efecto del agente emulsionante en la interfase.

Un período de continua agitación moderada de la emulsión tratada para producir el contacto entre la película y el demulsificante, y la coalescencia de las gotitas dispersadas. Debe existir un período de sedimentación tranquila para permitir la separación del petróleo y el agua (Society of Petroleum Engineers, 1992).

Se requieren cuatro acciones de un demulsificante químico (Society of Petroleum Engineers, 1992):

- Fuerte atracción de la interfase agua / petróleo: El demulsificante debe tener capacidad de migrar rápidamente a través de la fase de crudo para llegar a la interfaz de gotas en la que debe contrarrestar el agente emulsionante.
- Floculación: El demulsificante debe tener un efecto atractivo para atraer a las gotas de agua con una carga similar y juntarlas. De esta manera, grandes grupos de las gotas de agua se reúnen, separándose por gravedad.
- Coalescencia: Después de la floculación, la película emulsionante es continua todavía. Si el emulsionante es débil, la fuerza de floculación puede ser suficiente para provocar la coalescencia. Esto no es cierto en la mayoría de los casos y, por lo tanto, el demulsificante debe neutralizar el emulsionante y promover la ruptura de la película en la interfaz de las

gotas. Esto permite que se produzca la coalescencia. Con la emulsión en una condición floculada, la ruptura de la película da como resultado en el crecimiento del tamaño de las gotas de agua.

- **Sólidos Mojados:** Sulfuros de hierro, arcillas y lodos de perforación pueden ser mojables al agua, haciendo que salgan de la interfaz y se junten con las gotas de agua. Las parafinas y asfáltenos se pueden disolver o alterada por el demulsificante para que sus películas sean menos viscosas, o convertirla en mojables al petróleo de modo que se pueden dispersar en el crudo.

La selección del demulsificante debe hacerse con todas las funciones del sistema de tratamiento en mente. Si el proceso es un tanque de sedimentación, un demulsificante de acción relativamente lenta se puede aplicar con buenos resultados. Por otro lado, si el sistema es un proceso electrostático, donde algunas de las acciones de floculación y coalescencia se logran por el campo eléctrico, existe la necesidad de un demulsificante de acción rápida. Para que exista el tiempo suficiente para la acción demulsificante en un tratador de emulsión vertical, normalmente será en un lugar entre el tanque de sedimentación y el tratador electrostático (Society of Petroleum Engineers, 2015).

No hay una designación simple de los productos químicos específicos para el tratamiento de emulsiones específicas. Hay, sin embargo, ciertos tipos

demulsificante común que tienden a producir una reacción consistente en muchas emulsiones de agua en petróleo. Algunos de los tipos demulsificante son los siguientes (Society of Petroleum Engineers, 1992):

- Ésteres de Poliglicol: Están caracterizadas por ser un tratamiento rápido de emulsiones, pero con frecuencia tienden hacia una caída lenta de las gotas de agua y la formación de sedimentos; que están sujetos a sobretratamientos de problemas.
- Derivados de Resina de Bajo Peso Molecular: Tienden hacia la gota de agua creando una caída rápida y tienen propiedades generales regulares/ buenas de desemulsificación; muestran una cierta tendencia hacia sobretratamiento en emulsiones de alta gravedad API.
- Sulfonatos: Exhiben un desempeño regular / bueno de humectación y en la caída de gota de agua, cierta capacidad para aclarar el petróleo y muy poca tendencia al sobretratamiento, sobre todo en las emulsiones de alta gravedad.
- Aceites y Ésteres Polimerizados: Producen las características específicas de emulsiones particulares; que son generalmente pobres para aplicación generalizada y siempre se usan en combinación con otros materiales.

- Condensados de Alcanolaminas: Promueven la caída de las gotas de agua en algunas emulsiones y pueden producir aclaramiento; que se mezclan con otros materiales para el buen rendimiento general.
- Fenóles Oxialquilados: Son predominantemente agentes humectantes con pobres / regulares propiedades de desemulsificación; que se utilizan en la mezcla para mejorar el rendimiento de los demulsificantes.
- Derivados de Poliamina: Producen buenas características aclaramiento y son buenos agentes para realizar una mezcla; pero son relativamente pobres en otros aspectos.

Cada sistema de tratamiento debe ser probado y comprobado para asegurar que los productos químicos utilizados para el tratamiento del agua para su eliminación no entren en conflicto con los productos químicos utilizados para el tratamiento de la emulsión de agua en petróleo. Un producto químico no debe reaccionar con el otro para causar problemas, tales como la estabilización del petróleo en el agua. La compatibilidad de los dos productos químicos debe ser probada por pruebas de la botella y luego por medio de pruebas de campo en el sistema de tratamiento real. Además, las pruebas de compatibilidad se deben realizar para cualquier otro producto químico añadido a los fluidos producidos (Society of Petroleum Engineers, 1992).

La selección del químico óptima para utilizar por lo general comienza con la prueba de la botella. Una muestra representativa de fluido es tomada y se transfirió a varias botellas de prueba. Varios productos químicos demulsificantes se añaden a las botellas de prueba en diversas cantidades para determinar qué químico se romperá mejor la emulsión. se realizan pruebas adicionales para determinar la relación óptima de producto químico al fluido. Puede ser necesario varias series de pruebas en varias relaciones y temperaturas antes de que una selección pueda hacerse. Muchos factores, tales como el color y la apariencia del aceite, la claridad del agua, la calidad de la interfaz, la temperatura de operación requerida, el tiempo de asentamiento, y contenido de BSW se observan durante estas pruebas de la botella. (Society of Petroleum Engineers, 1992).

Las pruebas de la botella se pueden hacer con las muestras de emulsión tomada en la cabeza del pozo, en cualquier lugar de la línea de flujo, en el manifold o en la entrada al sistema o el tanque de tratamiento. Existen laboratorios móviles equipados en los pozos, por lo que, este tipo de trabajo se puede hacer en el campo. Estas unidades móviles deben ser operadas por técnicos capacitados que pueden minimizar los ensayos y optimizar la selección de demulsificantes químico (Society of Petroleum Engineers, 1992).

Después de que las pruebas de la botella se hacen y los dos o tres mejores productos químicos se han seleccionado, que debe ser probado en el campo en el sistema de tratamiento para comprobar que los mejores productos químicos se han seleccionado. Las pruebas deben ser hechas en el sistema de tratamiento en diversas concentraciones, temperaturas de operación, tiempos de asentamiento, los grados de mezcla, etc., antes de la selección final se realiza un análisis sobre la base del rendimiento y coste. El químico óptimo es aquél que proporcionará la más clara, la separación limpia de agua del petróleo a la temperatura más baja en el menor tiempo posible con el menor coste por barril tratado y que no interfiera con la subsecuente desaceitado del agua (Society of Petroleum Engineers, 1992).

La concentración requerida de producto químico demulsificante puede ser tan alta como 8 gal / 1000 BBL (aproximadamente 200 ppm) o tan bajo como 1 gal / 5000 BBL (alrededor de 5 ppm). Está en un rango de 40 a 1. El intervalo más común de inyección de productos químicos es de entre 10 y 60 ppm (Society of Petroleum Engineers, 1992).

La aplicación de calor a una emulsión después de un demulsificante ha mezclado con el aumenta la eficacia de la sustancia química mediante la reducción de la viscosidad de la emulsión y facilitando una mezcla más íntima del químico con la emulsión. La reacción química en la interfase agua / petróleo

se lleva a cabo a una velocidad más rápida a temperaturas más altas (Society of Petroleum Engineers, 1992).

El punto de inyección de demulsificante químico en la emulsión es importante. El producto químico se debe inyectar en la emulsión y mezclada con ella para que de manera uniforme e íntimamente sea distribuido a través de la emulsión cuando se calienta, exista coalescencia, y se asiente en el sistema de tratamiento. El producto químico demulsificante se debe inyectar en una corriente continua, con el volumen química directamente proporcional al volumen de la emulsión. Ciertos demulsificantes no deben estar presentes en la emulsión durante la agitación excesivamente prolongado debido a que el efecto beneficioso de la demulsificante puede ser gastado o contrarrestado por la agitación y se puede producir re-emulsificación (Society of Petroleum Engineers, 1992).

Una forma de ayudar en la dispersión de la sustancia química a través de todo el volumen de la emulsión es mezclar un pequeño volumen de producto químico con un diluyente y luego para inyectarse y mézclese el producto químico diluido con la emulsión. El mayor volumen de la mezcla puede hacer posible que el producto químico sea más uniforme e íntimamente mezclado con la emulsión (Society of Petroleum Engineers, 1992).



### **2.7.1.1. Selección y Optimización del Demulsificante**

La selección del demulsificante mejora con la experiencia, sin embargo, hay métodos disponibles para eliminar algunas de las incertidumbres durante la selección del demulsificante adecuado (Society of Petroleum Engineers, 2015).

### **2.7.1.2. Criterio de Selección de un Demulsificante**

Para seleccionar un demulsificante para un sistema dado, generalmente se inicia con la prueba de botella usando muestras representativas de emulsión que se toman y se transfieren a varios tubos de centrifugación. Varios demulsificantes, generalmente de diferentes proveedores, se añaden a los tubos de centrífuga en diversas cantidades y los datos de separación del agua son recogidos y analizados para determinar el mejor demulsificante. Para la selección del mejor demulsificante, varios conjuntos de pruebas pueden ser necesarias en diferentes concentraciones, temperaturas, cortes de agua, etc. Las dosis de demulsificante obtenidos en el laboratorio son generalmente mayores que lo que se necesitará en el campo. Es muy recomendable que la prueba de la botella se lleve a cabo con emulsiones frescas (es decir, dentro de unos minutos de muestreo), ya que el envejecimiento de la muestra tiene un efecto significativo sobre las dosis demulsificante. Durante las pruebas de

la botella, otros factores deben tenerse en cuenta (Society of Petroleum Engineers, 2015):

- Color y aspecto de la emulsión.
- La claridad del agua.
- Los sedimentos en el agua.
- La presencia de una capa de sólidos.
- Sólidos sueltos suspendidos en la interfase.

Después de las pruebas de la botella, dos o tres demulsificantes prometedores se seleccionan para pruebas de campo. Durante los ensayos de campo, los productos químicos seleccionados deben ser probados en diversas concentraciones, temperaturas de operación, tiempos de sedimentación y probarlos para la claridad de agua separada y, lo más importante, la cantidad de agua y la sal que queda en el crudo producido. El mejor demulsificante es el que produce la separación más limpia y más rápido al menor costo posible por unidad de barril de crudo (Society of Petroleum Engineers, 2015).

# CAPÍTULO 3

## 3. MARCO METODOLÓGICO

### 3.1. Caracterización del Crudo

Para poder conocer las características de un fluido específico, se deben realizar varias pruebas como: gravedad API, viscosidad cinemática, contenido de sólidos, BSW por destilación y contenido de azufre para el petróleo, pH, densidad, salinidad, aceite en agua, dureza total, dureza cálcica y dureza magnésica, para el agua.

Para poder obtener las características químicas del crudo a tratarse, se procederá a utilizar el factor de Kuop.

#### 3.1.1. Factor de Kuop

Es un valor obtenido mediante ensayos de laboratorio que nos permita conocer la composición química del fluido a tratarse. El factor de Kuop se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de Kuop} = \frac{\sqrt[3]{\text{Temperatura Volumétrica Media (}^{\circ}\text{R)}}}{\text{Gravedad Específica (60 }^{\circ}\text{F)}}$$

Dependiendo de los valores obtenidos, se puede conocer la composición química del crudo como se detalla en la tabla 1.

**Tabla 1.** Valores del factor de Kuop para la caracterización del petróleo.

<b>Tipo de Crudo</b>	<b>Valores</b>
Petróleos o fracciones de base parafínica	12 – 12,5
Petróleos o fracciones de base intermedia	11,8 – 12
Petróleos o fracciones de base nafténica	11 – 11,8
Derivados de cracking térmico (variable)	10 – 11,8
Petróleos o fracciones de base aromáticos	9,5 – 9,8

**Fuente:** Benavides & Nuñez, 2011

Para encontrar el valor de la temperatura volumétrica media se debe realizar ensayos de laboratorio, en la cual se destila crudo deshidratado logrando el valor de la temperatura a diferentes volúmenes de destilado, registrándose hasta que empiece a declinar. Se obtiene una temperatura promedio entre

todas las registradas y ese será el valor de la temperatura volumétrica media, así como se muestra en las tablas 2 y 3.

**Tabla 2.** Temperatura para los diferentes volúmenes de petróleo destilado.

Volumen Destilado (ml)	Temperatura (°F)
0	297
5	351
10	467
20	575
30	670
40	750
50	788

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

**Tabla 3.** Temperatura Volumétrica Media para la muestra de petróleo destilada.

<b>Temperatura Volumétrica Media (°F)</b>	<b>553,22</b>
---	---------------

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Calculando el factor de Kuop se obtiene:

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{1012,89 \text{ } ^\circ R}}{0,9007 (60 \text{ } ^\circ F)} = 11,15$$

### 3.2. Características del Crudo del Campo PetroEspol

Tabla 4. Características del petróleo del petróleo del campo PetroEspol

<b>Petróleo</b>			
<b>Característica</b>	<b>Normas</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>Api</b>	ASTM D-1298	°API	25,6
<b>Densidad Relativa del Crudo</b>	ASTM D-1298	-	0,9007
<b>Viscosidad Dinámica</b>	$\mu = \rho \times \delta$	Cps	14,88 @ 104 °F
<b>Viscosidad Cinemática</b>	ASTM D 445 03	cSt	16,52 @ 104 °F
<b>Contenido de Sólidos</b>	ASTM D 473 02	% Masa	0,058
<b>BSW Referencial</b>	-	% Volumen	65,45
<b>BSW por Destilación</b>	ASTM D4006 81	% Volumen	0,11
<b>Contenido de Azufre</b>	ASTM D4294 -98	% Masa	0,96247 ± 0,0009

Fuente: Castillo & Briones, 2016

Tabla 5. Características del agua de formación del campo PetroEspol

<b>Agua</b>			
<b>Característica</b>	<b>Norma</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>pH</b>	ASTM 1293-84	-	6,72
<b>Densidad</b>	ASTM D854	gr/cm3	1,033 @ 20 °C
<b>Aceite en Agua</b>	PAC – 08	ppm	2
<b>Salinidad</b>	HACH 100073	ppm	22400
<b>Dureza Total</b>	HACH 8213	ppm	6670
<b>Dureza Cálcica</b>	HACH 8204	ppm	4250
<b>Dureza Magnésica</b>	-	ppm	2150

Fuente: Castillo & Briones, 2016

### **3.3. Características del Demulsificante**

Según el análisis realizado en la sección anterior, el Factor de Kuop indica que el crudo del campo "PetroEspol" es de tipo nafténico con presencia de parafinas. Por ello, es necesario usar dos químicos, un demulsificante llamado "Demulsificante A" y un dispersante de parafinas llamado "Dispersante A". Para los ensayos de laboratorio donde se determina el valor de BSW en cambio es necesario utilizar un demulsificante llamado "Demulsificante B".

#### **3.3.1. Demulsificante A**

El "Demulsificante A" se usa para tratar las emulsiones de agua en petróleo que se crean durante la producción, puede ser aplicado a la cabeza del pozo, al múltiple de producción, antes de los separadores y separadores de agua libre o tratadores térmicos. Las concentraciones utilizadas usualmente varían entre 10 y 15 ppm respectivamente, dependiendo del tipo de la emulsión y del sistema de deshidratación (Benavides & Nuñez, 2011).

##### **3.3.1.1. Características y Beneficios**

- Eficaz caída de las gotas de agua por lo que produce un petróleo comercializable rápidamente.

- Disminuye las temperaturas de tratamiento bajando costos de combustible o de energía eléctrica.

### 3.3.1.2. Composición

De acuerdo a la hoja de datos del “Demulsificante A” su composición es la que se muestra en la tabla 6.

**Tabla 6.** Composición del Demulsificante A

<b>NOMBRE</b>	<b>% EN PESO</b>
Etanol	1 - 5
Surfactantes Orgánicos	10 - 30
Nafta aromática liviana	10 - 30
1,2,4 Trimetilbenceno	10 - 30
1,2,3 Trimetilbenceno	1 - 5
1,3,5 Trimetilbenceno	1 - 5

**Fuente:** Benavides & Nuñez, 2011

### 3.3.1.3. Propiedades Físicas y Químicas

De acuerdo a la hoja de datos del “Demulsificante A” sus propiedades físicas son las que se muestran en la Tabla 7.



**Tabla 7.** Propiedades del Demulsificante A

<b>Estado físico y apariencia</b>	Líquido
<b>Olor</b>	Hidrocarburo aromático
<b>Color</b>	Ámbar Oscuro
<b>Gravedad Específica</b>	0,986 - 0,998 @ 60 °F
<b>Densidad de Vapor</b>	> 1 respecto al aire
<b>Caudal de Evaporación</b>	> 1 comparado al Éter
<b>Punto de Congelación</b>	-10 °F (-23 °C)
<b>Solubilidad en Agua</b>	Dispersable
<b>Densidad</b>	8,2 lbs/gal @ 60 °F
<b>Punto de Chispa</b>	105 °F (40,5 °C)

Fuente: Benavides & Nuñez, 2011

### 3.3.2. Dispersante A

Se lo utiliza en tratamientos por intervalos con la finalidad de quitar depósitos de parafinas existentes, en cambio, para lograr que las parafinas se encuentren dispersas en el fluido se debe inyectar el dispersante continuamente (Benavides & Nuñez, 2011).

Para quitar los depósitos de parafina o mantenerla dispersa en el crudo se comienza con una concentración de 4 a 20 ppm en el fluido de producción y luego se la reduce hasta conseguir la concentración óptima del proceso.

### **3.3.2.1. Características y Beneficios**

- Remueve los depósitos de parafina ayudando a recuperar la producción perdida.
- Previene los depósitos de parafina manteniendo los sistemas de producción limpios y fluyendo con bajos costos de mantenimiento.
- Remueve los depósitos del fondo de los tanques.
- Bajos requerimientos de almacenamiento y bombeo.

### **3.3.2.2. Composición**

De acuerdo a la hoja de datos del “Dispersante A” su composición es la que se muestra en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Composición del Dispersante A

<b>Nombre</b>	<b>% en Peso</b>
Alquil Fenol Oxialquilado	1 - 5
Metanol	1 - 5
Sulfonatosalquiralilados	1 - 5
1,2 Etihexanol	1 - 5
Nafta aromática liviana	10 - 30
1,2,4 Trimetilbenceno	10 - 30
1,2,3 Trimetilbenceno	1 - 5
1,3,5 Trimetilbenceno	1 - 5
Dietileno glicol monobutiléter	1 - 5
Tolueno	10 - 30
Destilado de petróleo alifático	10 - 30

**Fuente:** Benavides & Nuñez, 2011

### 3.3.2.3. Propiedades Físicas y Químicas

De acuerdo a la hoja de datos del “Dispersante A” sus propiedades físicas son las que se muestran en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Propiedades del Demulsificante A

<b>Estado físico y apariencia</b>	Líquido
<b>Olor</b>	Hidrocarburo aromático
<b>Color</b>	Ámbar
<b>Solubilidad</b>	Soluble en petróleo
<b>Gravedad Específica</b>	0,843 - 0,855 @ 60 °F
<b>Densidad de Vapor</b>	> 1 respecto al aire
<b>Caudal de Evaporación</b>	> 1 comparado al Éter
<b>Punto de Congelación</b>	-40 °F (-40 °C)
<b>Solubilidad en Agua</b>	Dispersable
<b>Densidad</b>	7,02 - 7,12 lbs/gal @ 60 °F
<b>Punto de Chispa</b>	43 °F (6,11 °C)

Fuente: Benavides & Nuñez, 2011

### 3.4. Cálculo del Tiempo de Residencia

Un factor importante dentro del proyecto fue el tiempo de residencia, el cual es el tiempo que se demora el crudo entre salir del pozo hasta llegar al tanque de surgencia. Esto nos permite saber la brecha de tiempo que tiene el demulsificante para tener efecto sobre el crudo en el que se está trabajando. Una vez obtenido el tiempo de residencia, se impuso como el máximo tiempo dentro de las pruebas de botellas para que tengan efecto (Benavides & Nuñez, 2011).

Para poder hallar el tiempo de residencia se procedió a utilizar la siguiente formula:

$$t = \frac{(H_T - H_{AGUA}) * \frac{Vol}{H}}{Volumen\ Procesado}$$

$$t = \frac{(36,5\ ft - 13\ ft) * 680\ BF/ft}{21546\ BF/día} = 0,742\ días$$

$$t = 0,742\ días * \left(\frac{24\ horas}{1\ día}\right) = 17,8\ horas$$

Donde:

t = Tiempo de residencia (horas).

H<sub>t</sub> = Altura de descarga del tanque de lavado (ft).

H<sub>AGUA</sub> = Altura del colchón de agua (ft).

Vol/ H = Volumen del tanque por pie (BF/ft).

Volumen Procesado = Volumen total procesado en la estación por día (BF/día).

Obteniendo el siguiente resultado:

**Tabla 10.** Resultados para el tiempo de residencia.

<b>Estación</b>	<b>Altura de Descarga (ft)</b>	<b>Colchón de Agua (ft)</b>	<b>Volumen del Tanque por pie (BF/ft)</b>	<b>Total Procesado (BF/día)</b>	<b>Tiempo de Residencia (horas)</b>
<b>PetroEspol</b>	36,5	13	680	21546	17,8

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Una vez obtenido el tiempo de residencia, nos da el tiempo máximo en la que el químico puede trabajar. El tiempo de residencia, como ya se expresó, es el tiempo que demora el fluido entre salir del pozo y llegar hasta el tanque de lavado. Ese es el mismo tiempo que tiene el tratamiento para poder cumplir con su función y puede ser un factor decisivo al momento de seleccionar un químico de entre una variedad de ellos.

### **3.5. Rendimiento a Condiciones de Laboratorio de los Químicos utilizados en el Tratamiento**

El presente análisis del rendimiento del tratamiento químico realizado al campo PetroEspol fue llevado a cabo a condiciones de laboratorio con muestras recolectadas a la entrada de los separadores. Este análisis se realizó debido a que el proceso usado en aquel momento no era eficiente y se requería un tratamiento más agresivo para poder solucionar dicho inconveniente. Este análisis se lo realizó entre septiembre de 2014 hasta Julio de 2015.

### **3.6. Resultados del Tratamiento para el Fluido Total**

Para efectuar el análisis fue requerido tener el volumen total de los fluidos producidos dentro del campo PetroEspol, así como, del volumen de la emulsión dentro de la estación de producción. Estos volúmenes se compararon con la cantidad de los químicos utilizados para ver cuantos galones de cada químico fueron empleados por cada barril de fluido producido y emulsión en el campo. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente gráfica:

**Tabla 11.** Rendimiento en Laboratorio de los Químicos

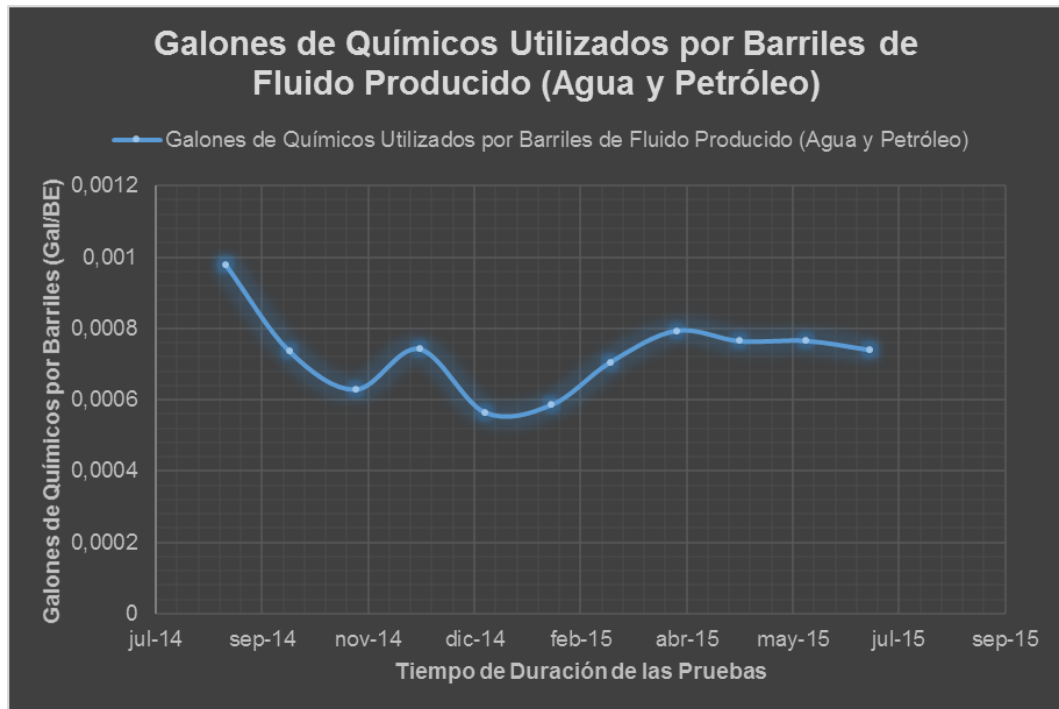
<b>Campo PetroEspol</b>		
<b>Mes</b>	<b>Rendimiento de Laboratorio</b>	
	<b>Gal/BFP</b>	<b>Gal/BE</b>
sep-14	0,000979633	0,011539349
oct-14	0,000736822	0,008581481
nov-14	0,000629644	0,007740537
dic-14	0,000743461	0,009114939
ene-15	0,000565819	0,006930968
feb-15	0,000585645	0,006905124
mar-15	0,000706215	0,00772917
abr-15	0,000794363	0,008387151
may-15	0,000765169	0,007534659
jun-15	0,000766254	0,007323861
jul-15	0,000740664	0,007261637

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

### 3.6.1. Resultados del Tratamiento para el Fluido Producido

En la siguiente gráfica se muestra el rendimiento del tratamiento químico en base a cuantos galones fueron empleados para tratar un barril del fluido producido.



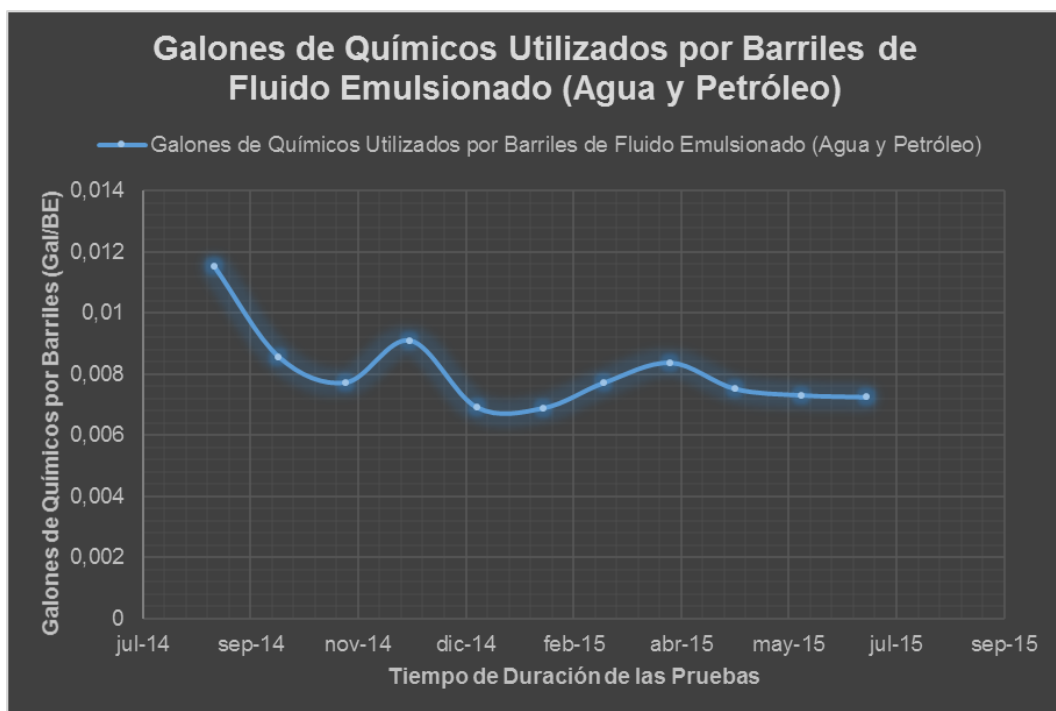


**Gráfico 1.** Cantidad de químico utilizado en el fluido producido  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En el gráfico 1, se muestra el rendimiento de los químicos usados para los barriles de fluido producido, donde se aprecia que a partir del mes de abril del 2015 se estabilizó el volumen empleado. Durante el tiempo que duraron las pruebas del tratamiento se registró un máximo de 0,000979633 Gal/BFP en el mes de septiembre del 2014, y, un mínimo de 0,000565819 Gal/BFP en el mes de enero del 2015.

### 3.6.2. Resultados del Tratamiento para la Emulsión

En el siguiente gráfico se muestra el rendimiento del tratamiento químico en base a cuantos galones fueron empleados para tratar un barril del fluido con emulsión.



**Gráfico 2.** Cantidad de químico utilizado en el fluido emulsionado  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En la gráfica 2, se muestra el rendimiento de los químicos usados para los barriles de fluido emulsionado. A partir del mes de febrero del 2015 se muestra

cierta estabilidad. Durante el tiempo que duraron las pruebas del tratamiento se registró un máximo de 0,01153349 Gal/BE en el mes de septiembre del 2014, y, un mínimo de 0,006905124 Gal/BE en el mes de febrero del 2015.

### 3.7. Cantidad de Químico Empleado

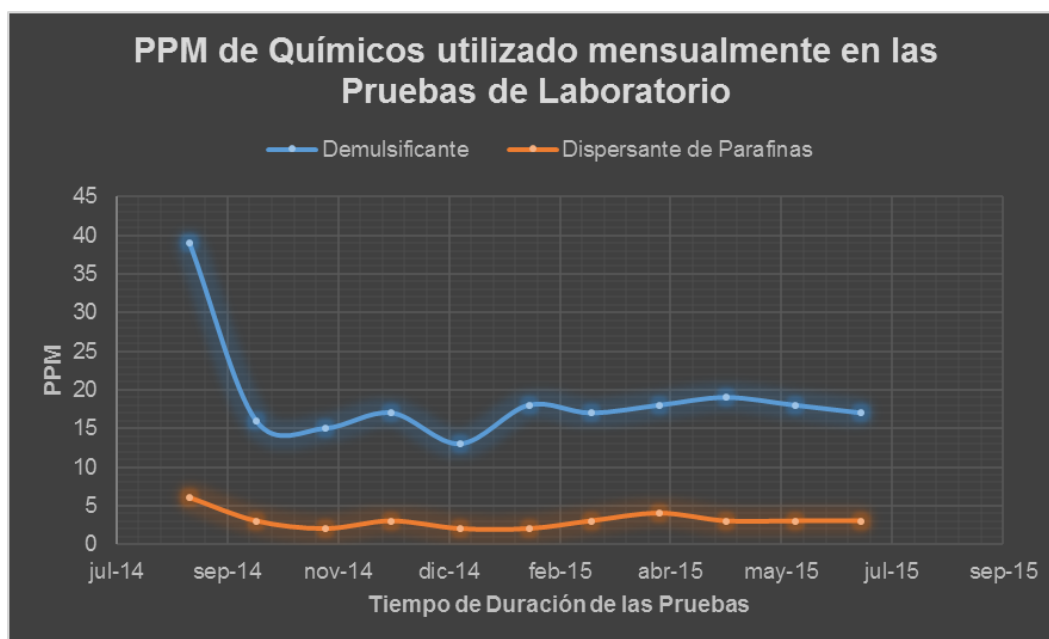
En la tabla 12, se muestran las concentraciones de los químicos utilizados en las pruebas (demulsificante A y dispersante A), los cuales, son distribuidos tanto en los pozos como en los separadores de producción.

**Tabla 12.** Partes por millón utilizada de químicos en el fluido y emulsión

<b>Campo PetroEspol</b>		
<b>Mes</b>	<b>Demulsificante</b>	<b>Dispersante de Parafinas</b>
	<b>PPM</b>	<b>PPM</b>
sep-14	39	6
oct-14	16	3
nov-14	15	2
dic-14	17	3
ene-15	13	2
feb-15	18	2
mar-15	17	3
abr-15	18	4
may-15	19	3
jun-15	18	3
jul-15	17	3

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En la gráfica 3, se muestra las concentraciones promedio utilizadas mensualmente de cada químico durante el tiempo que duraron las pruebas.



**Gráfico 3.** Partes por millón utilizados de demulsificante y dispersante  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Para el demulsificante en el gráfico 3, se puede observar una estabilidad desde el mes de octubre del 2014 hasta julio del 2015 con una concentración promedio de 16,8 ppm, registrando un valor máximo de 39 ppm en el mes de septiembre del 2014 y un mínimo de 13 ppm en enero del 2015.

Para el dispersante de parafinas en el grafico 3, muestra una estabilidad desde el comienzo del tratamiento en el mes de septiembre del 2014 hasta julio del 2015 con una concentración promedio de 2,8 ppm, registrando un valor máximo de 6 ppm en el mes de septiembre del 2014 y un mínimo de 2 ppm en enero del 2015.

### **3.8. Volumen mensual de petróleo reinyectado en el agua de formación en la Campo PetroEspol**

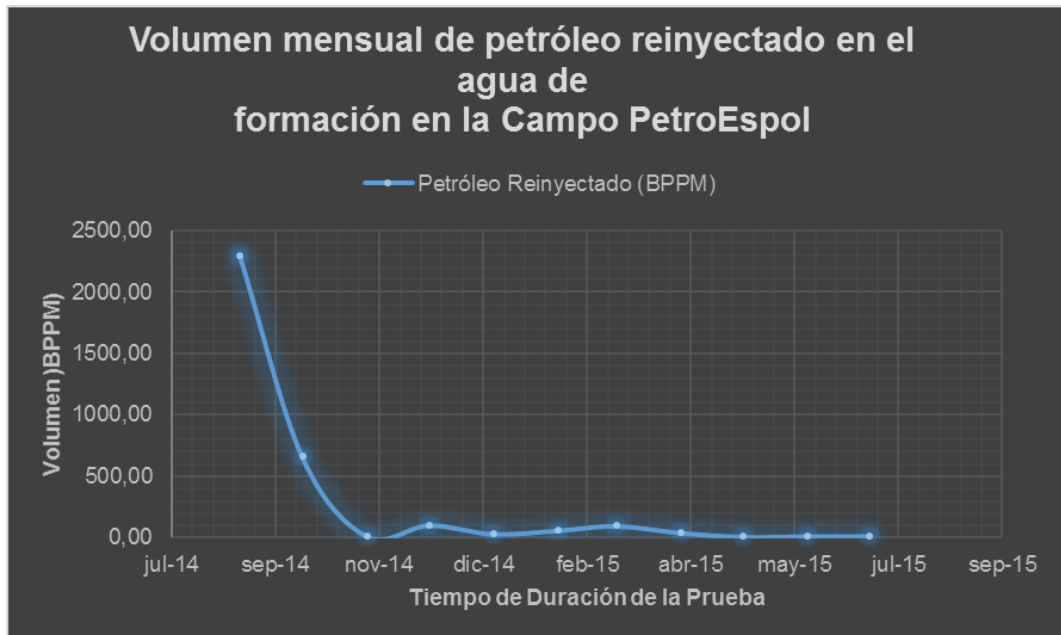
Cuando el proceso de deshidratación del petróleo finaliza, teóricamente, se separa toda el agua de formación del hidrocarburo, la cual debe ser reinyectada para evitar afectaciones ambientales. En procesos reales, no ocurre toda esta separación y pequeñas cantidades en formas de películas quedan dentro del agua de formación que debe ser devuelta. En la tabla 13 se muestra la concentración de petróleo reinyectado en el agua de formación durante el tratamiento.

**Tabla 13.** Partes por millón de petróleo reinyectado en el agua de formación

<b>Campo PetroEspol</b>			
<b>Mes</b>	<b>Fluidos</b>		
	<b>PPM</b>	<b>Agua (BAPM)</b>	<b>Petróleo Reinyectado (BPPM)</b>
sep-14	3866	593998,05	2296,40
oct-14	1259	524776,23	660,69
nov-14	65	215897,24	14,03
dic-14	309	337128,97	104,17
ene-15	168	198311,16	33,32
feb-15	169	360140,55	60,86
mar-15	228	431046,14	98,28
abr-15	104	411027,94	42,75
may-15	48	187647,26	9,01
jun-15	65	221509,82	14,40
jul-15	43	321226,66	13,81

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En el gráfico 4, se muestra el progresivo descenso de la contracción de crudo en el agua de formación reinyectada. Por medidas de control ambiental, el agua reinyectada debe contener como máximo 50 ppm de petróleo, la cual, es la meta.



**Gráfico 4.** Partes por millón de petróleo reinyectado en el agua de formación  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Durante el tiempo de la prueba en la estación del campo PetroEspol se muestra en el gráfico 4 un gran descenso en la concentración de petróleo en el agua de formación. Se registró un máximo de 2296,4 barriles de petróleo reinyectados en el mes de septiembre de 2014 y un mínimo de 9,01 barriles de petróleo reinyectados en el mes de mayo de 2015.

### **3.9. Proceso para realizar la prueba de BSW basado en la norma ASTM D 96 – 88**

- Llenar cada tubo de la centrífuga exactamente con 50 mililitros y marcar la muestra con el nombre correspondiente. Tomar la muestra en el lugar respectivo ya sea una toma muestras o en la unidad lact, de ser este el caso es recomendable agitar un poco la muestra.
- Luego, llenar el tubo de la centrífuga o zanahoria hasta 200 mililitros usando un solvente que es usualmente tolueno.
- Poner los sellos de caucho en cada zanahoria y ajustarlos e invertirlos un mínimo de 10 veces para asegurarse que el petróleo y el solvente se han mezclado correctamente.
- Cuando el petróleo es muy viscoso y el solvente no hace su trabajo respectivo, es recomendable ubicar el solvente primero que el petróleo para que estos se puedan mezclar correctamente. Ubicar las zanahorias en los soportes de la máquina centrífuga de manera invertida, es decir, que la parte donde está el caucho que cierra o sella las zanahorias debe estar en la parte más baja. Realizar el proceso del centrifugado por un tiempo de al menos 5 minutos a una velocidad centrífuga de 500 RPM. Cuando la centrífuga termina de realizar su trabajo hay que verificar que la temperatura de la muestra sea mayor a



52 grados centígrados en caso de no ocurrir esto la prueba será inválida.

- De igual manera para que la prueba sea considerada válida debe existir una clara interfase entre la fase de petróleo y la de agua. Si no existe esta clara separación, es muy probable que exista la presencia de una emulsión y las dos interfaces agua - petróleo no hayan sido debilitadas lo suficiente para ocasionar su rompimiento. Comparar las lecturas de dos tubos para verificar que los valores obtenidos son los correctos. Revisar Anexo A donde se encuentra la norma detallada sobre las pruebas de BSW (ASTM International, 2009).

En las siguientes imágenes se observa la realización de la prueba de BSW para diferentes muestras del separador de producción a diferentes alturas.



**Imagen 3.** Pruebas de BSW al fluido presente en el Separador de Producción  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

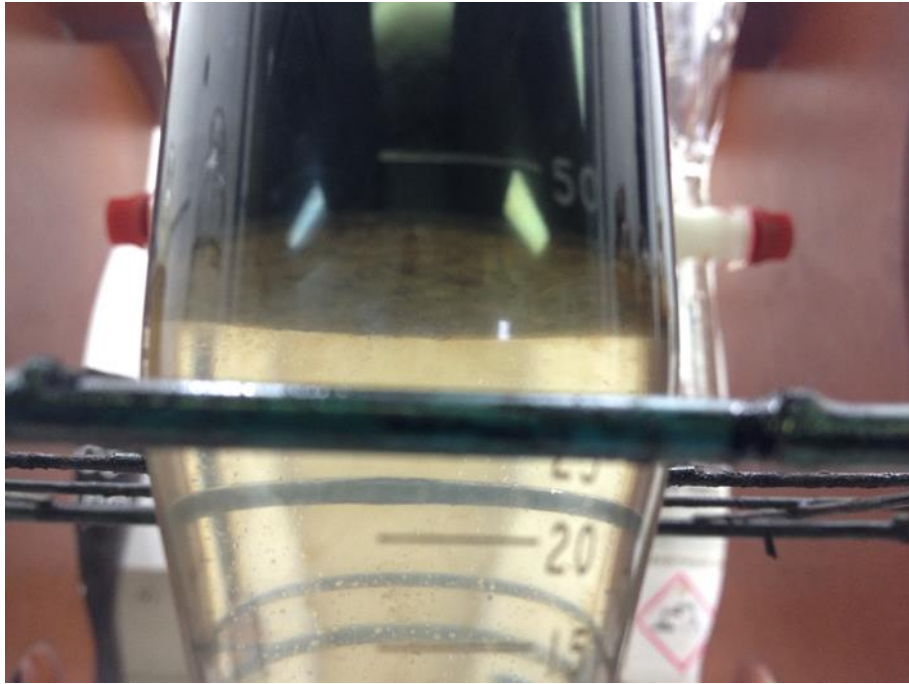
En la imagen 3 se observa las muestras tomadas de diferentes alturas en el separador. Desde la zona donde hay agua, la zona de transición y la zona de solo petróleo.



**Imagen 4.** Prueba de BSW al agua de formación  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

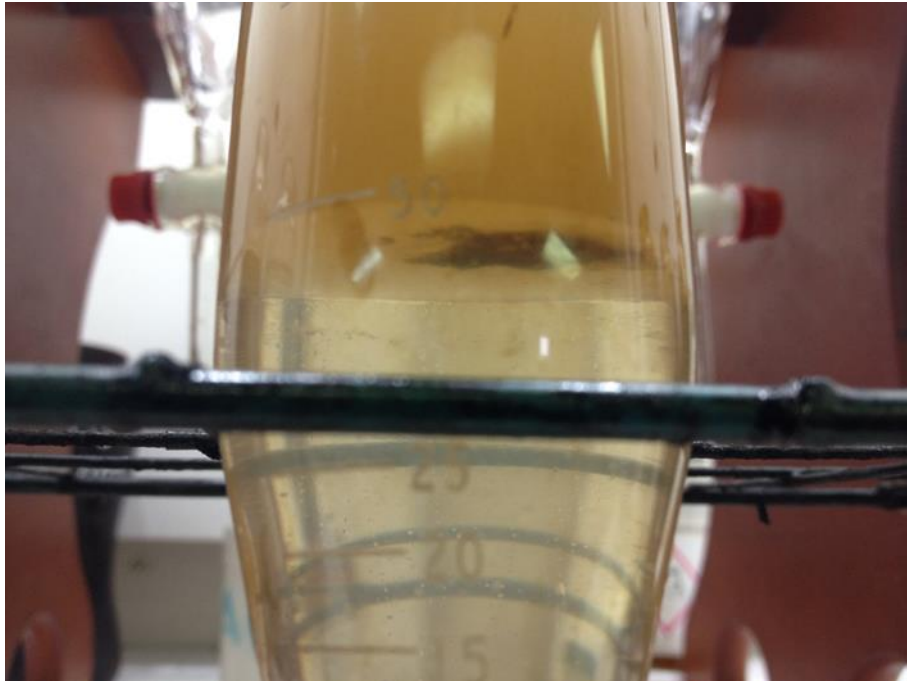
En la imagen 4, la prueba de BSW hecha a la toma donde solo sale agua, se puede ver que hay una cantidad considerable de petróleo en la muestra de agua sugiriendo que existen problemas en el proceso de deshidratación.

En la imagen 5, obtenida de la segunda toma (zona de transición) se puede observar un colchón creado por la emulsión existente por los sólidos en suspensión que no permite una correcta separación de los fluidos presentes.



**Imagen 5.** Presencia de emulsión en la prueba de BSW  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En la imagen 6, se muestra una leve presencia de emulsión creada por los sólidos presentes en las muestras, los cuales, nos dan un indicio del porque la gran cantidad de petróleo presente en una zona donde solo debe existir agua de formación.



**Imagen 6.** Presencia de petróleo y sedimentos en muestra de agua de formación  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

### **3.9.1. BSW obtenido en Pruebas Mensuales al Tanque de Lavado**

El colchón de agua presente en el tanque de lavado de la estación del campo PetroEspol se mantiene en una altura de aproximadamente 13 o 14 pies y por encima de ellos se encuentra la zona de la emulsión de donde se toma las muestras para realizar las pruebas de BSW y comprobar la efectividad del proceso de deshidratación de petróleo. Así mismo, nos sirve como referente para observar la efectividad del tratamiento químico. En la tabla 14 se muestra

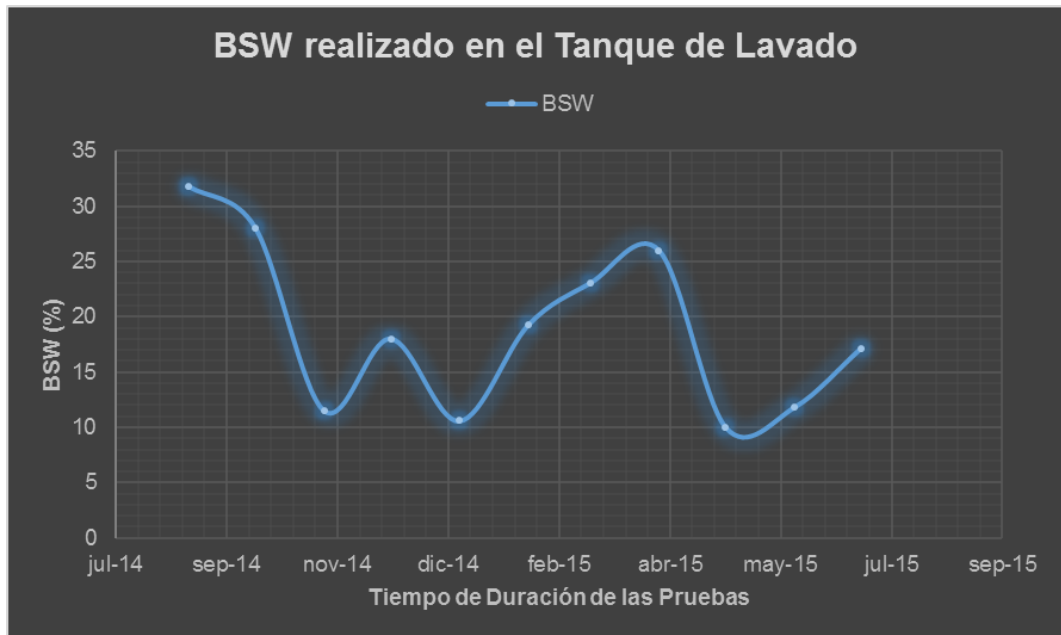
los resultados obtenidos en la prueba de BSW a 15 pies de altura si el tratamiento está siendo eficiente.

**Tabla 14.** Pruebas de BSW al fluido con químico

<b>Campo PetroEspol</b>	
<b>Mes</b>	<b>BSW (%)</b>
sep-14	31,75
oct-14	28,05
nov-14	11,54
dic-14	18,02
ene-15	10,6
feb-15	19,25
mar-15	23,04
abr-15	25,97
may-15	10,03
jun-15	11,84
jul-15	17,17

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En el gráfico 5 se observan las fluctuaciones en el BSW del tanque de lavado aplicando el tratamiento químico.



**Gráfico 5.** BSW luego de aplicado el tratamiento químico  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Como se muestra en el gráfico 5, se ven varios aumentos en el BSW, lo cual, puede significar tres posibles problemas: el tratamiento no está siendo eficiente, la cantidad de químico utilizado no es el apropiado para tratar dicho fluido o el corte del agua en el campo PetroEspol aumentó gradualmente haciendo ineficiente el tratamiento realizado.

### 3.9.2. Comparación respecto al BSW entre el método actual y el método propuesto

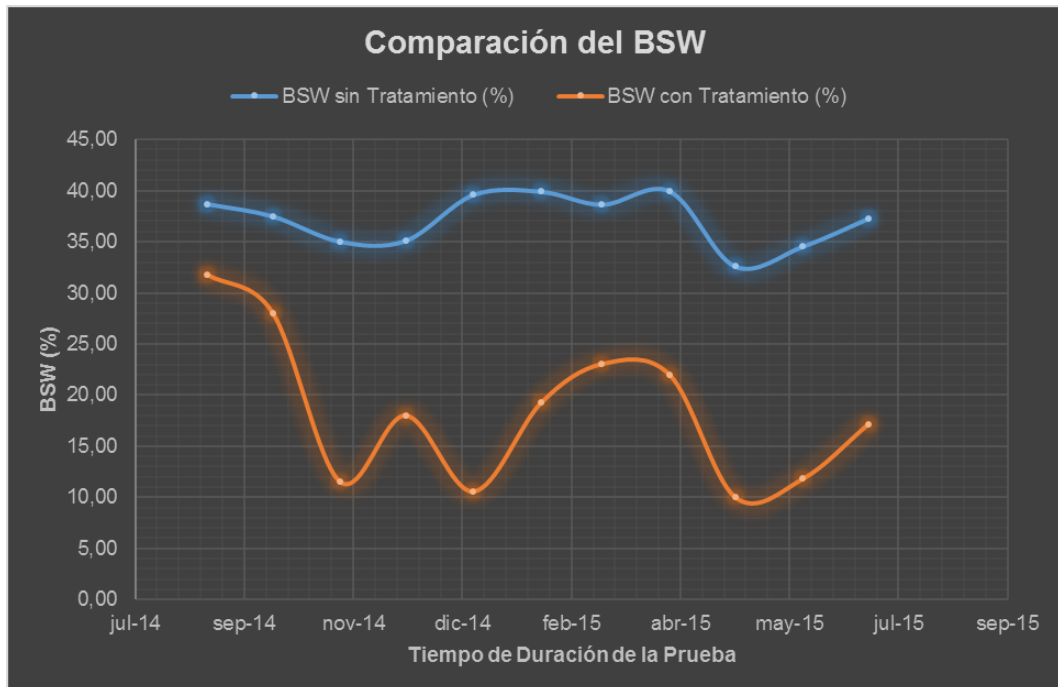
Se realizó una comparación entre los BSW de un tanque de lavado sin tratamiento y otro aplicando el tratamiento químico. En la tabla 15 se muestra los resultados obtenidos durante el tiempo que duró la prueba.

**Tabla 15.** Comparación entre el BSW del fluido sin y con tratamiento químico

<b>Campo PetroEspol</b>		
<b>Mes</b>	<b>BSW sin Tratamiento (%)</b>	<b>BSW con Tratamiento (%)</b>
sep-14	38,72	31,75
oct-14	37,52	28,05
nov-14	35,04	11,54
dic-14	35,13	18,02
ene-15	39,61	10,6
feb-15	39,92	19,25
mar-15	38,66	23,04
abr-15	39,95	21,97
may-15	32,61	10,03
jun-15	34,56	11,84
jul-15	37,28	17,17

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016





**Gráfico 6.** Comparación del BSW sin y con tratamiento  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En el gráfico 6 se puede ver la comparación marcando una diferencia significativa en el BSW. La máxima diferencia corresponde al mes de noviembre de 2014 con un 23,5% y un mínimo de 6,94% en el mes de septiembre de 2014. Las fluctuaciones generadas en la curva del BSW en el tanque de lavado con tratamiento químico podría deberse a un aumento en el corte de agua, debido a que en el tanque sin tratamiento se puede observar un aumento del BSW en el mismo tiempo.

# CAPÍTULO 4

## 4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRATAMIENTO

### 4.1. Costo del Mensual del Tratamiento Químico

En la tabla 16 se muestra el costo del tratamiento durante el tiempo que se realizaron las pruebas. El costo mensual está ligado directamente al volumen utilizado por los químicos (demulsificante y dispersante) y en base a eso se logra obtener el costo mensual. Como se puede notar, en el primer mes se invirtió más en el tratamiento, debido a que se utilizaron las concentraciones más altas de químico para empezar a realizar una deshidratación más eficiente y en los meses posteriores fue disminuyendo hasta que las concentraciones se estabilizaron.

**Tabla 16.** Costo mensual del tratamiento químico

<b>Costo Mensual del Tratamiento Químico</b>				
sep-14	Dosificación total de Demulsificante	3119,01 GAL/mes	12,6 \$/GAL	39299,46768 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	556,54 GAL/mes	8,08 \$/GAL	4496,851701 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	3675,55 GAL/mes	-	43796,31938 \$/mes
oct-14	Dosificación total de Demulsificante	1279,59 GAL/mes	12,6 \$/GAL	16122,85854 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1557,86 GAL/mes	-	18371,28439 \$/mes
nov-14	Dosificación total de Demulsificante	1199,62 GAL/mes	12,6 \$/GAL	15115,17988 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	185,51 GAL/mes	8,08 \$/GAL	1498,950567 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1385,13 GAL/mes	-	16614,13044 \$/mes
dic-14	Dosificación total de Demulsificante	1359,57 GAL/mes	12,6 \$/GAL	17130,5372 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1637,84 GAL/mes	-	19378,96305 \$/mes
ene-15	Dosificación total de Demulsificante	1039,67 GAL/mes	12,6 \$/GAL	13099,82256 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	185,51 GAL/mes	8,08 \$/GAL	1498,950567 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1225,18 GAL/mes	-	14598,77313 \$/mes
feb-15	Dosificación total de Demulsificante	1439,54 GAL/mes	12,6 \$/GAL	18138,21585 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	185,51 GAL/mes	8,08 \$/GAL	1498,950567 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1625,05 GAL/mes	-	19637,16642 \$/mes
mar-15	Dosificación total de Demulsificante	1359,57 GAL/mes	12,6 \$/GAL	17130,5372 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1637,84 GAL/mes	-	19378,96305 \$/mes
abr-15	Dosificación total de Demulsificante	1439,54 GAL/mes	12,6 \$/GAL	18138,21585 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	371,03 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2997,901134 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1810,57 GAL/mes	-	21136,11699 \$/mes
may-15	Dosificación total de Demulsificante	1519,52 GAL/mes	12,6 \$/GAL	19145,89451 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1797,79 GAL/mes	-	21394,32036 \$/mes
jun-15	Dosificación total de Demulsificante	1439,54 GAL/mes	12,6 \$/GAL	18138,21585 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1717,81 GAL/mes	-	20386,6417 \$/mes
jul-15	Dosificación total de Demulsificante	1359,57 GAL/mes	12,6 \$/GAL	17130,5372 \$/mes
	Dosificación total de Dispersantes de Parafinas	278,27 GAL/mes	8,08 \$/GAL	2248,42585 \$/mes
	Total de Químicos Utilizados	1637,84 GAL/mes	-	19378,96305 \$/mes

Fuente: Castillo &amp; Briones, 2016

## 4.2. Costo del Tratamiento para Barriles de Fluidos Producidos

Como ya se mencionó anteriormente, existen puntos donde se inyectó los químicos: directo en el pozo (barriles de fluido producido) y otro cuando en la línea de entrada del separador (barriles de fluido emulsionado). En la tabla 17 se puede observar el costo del tratamiento químico total por cada barril de fluido producido mensual.

Esto estará ligado con la concentración de químico utilizado mensualmente y así poder obtener cuanto se invirtió por cada barril de fluido producido.

**Tabla 17.** Costos mensuales del tratamiento para el fluido producido

<b>Costo del Tratamiento para Barriles de Fluidos Producidos</b>			
<b>Mes</b>	<b>Rendimiento de Laboratorio (Gal/BFP)</b>	<b>Total de BFP Tratados Mensuales (BFP/mes)</b>	<b>Costo del Tratamiento Químico por cada barril de Fluido Producido (\$/BFP)</b>
sep-14	0,000979633	3751961,03	0,012
oct-14	0,000736822	2114299,79	0,009
nov-14	0,000629644	2199865,27	0,008
dic-14	0,000743461	2202988,99	0,009
ene-15	0,000565819	2165325,66	0,007
feb-15	0,000585645	2774813,27	0,007
mar-15	0,000706215	2319177,15	0,008
abr-15	0,000794363	2279270,13	0,009
may-15	0,000765169	2349526,48	0,009
jun-15	0,000766254	2241829,85	0,009
jul-15	0,000740664	2211309,21	0,009

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

### 4.3. Costo del Tratamiento para Barriles de Fluidos Emulsionado

En la tabla 18 se puede observar el costo de tratar un barril de fluido emulsionado que estará ligado a la concentración de los químicos utilizados. Se puede notar que los costos por barril de fluido emulsionado son ligeramente mayores que los costos por barril de fluido producido, debido a que en el pozo sólo se trata de que la emulsión no se establezca mientras que en el separador ya se está tratando una emulsión formada.

**Tabla 18.** Costos mensuales del tratamiento para el fluido emulsionado

<b>Costo del Tratamiento para Barriles de Fluido Emulsionado</b>			
<b>Mes</b>	<b>Rendimiento de Laboratorio (Gal/BE)</b>	<b>Total de BE Tratados Mensuales (BE/mes)</b>	<b>Costo del Tratamiento Químico por cada barril de Fluido Emulsionado (\$/BE)</b>
sep-14	0,011539349	318522,85	0,137
oct-14	0,008581481	181537,71	0,101
nov-14	0,007740537	178945,09	0,093
dic-14	0,009114939	179687,09	0,108
ene-15	0,006930968	176769,28	0,083
feb-15	0,006905124	235340,41	0,083
mar-15	0,00772917	211903,35	0,091
abr-15	0,008387151	215874,06	0,098
may-15	0,007534659	238602,15	0,090
jun-15	0,007323861	234549,98	0,087
jul-15	0,007261637	225546,53	0,086

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

#### 4.4. Comparación del Método Actual y el Método Químico

En las tablas 19 y 20 se muestra una comparación entre el tanque sin tratamiento y el tanque con tratamiento, mostrando los resultados obtenidos durante el tiempo que duró la prueba.

Para realizar esta comparación, se asumió que la producción mensual del campo sería la misma para todo el tiempo de la prueba y así poder tener una visión más simplificada de los beneficios del tratamiento químico.

**Tabla 19.** Producción Mensual del campo sin tratamiento químico

<b>Producción Mensual del Campo PetroEspol Sin Tratamiento</b>				
<b>Mes</b>	<b>Barriles Producidos Mensuales Promedio</b>	<b>BSW sin Tratamiento (%)</b>	<b>Barriles de Agua Producidos Mensuales</b>	<b>Barriles de Petróleo Producidos Mensuales</b>
sep-14	1870860,00	38,72	724396,99	1146463,01
oct-14		37,52	701946,67	1168913,33
nov-14		35,04	655494,02	1215365,98
dic-14		35,13	657178,68	1213681,32
ene-15		39,61	741007,26	1129852,74
feb-15		39,92	746924,28	1123935,72
mar-15		38,66	723189,71	1147670,29
abr-15		39,95	747453,67	1123406,33
may-15		32,61	610128,90	1260731,10
jun-15		34,56	646519,00	1224341,00
jul-15		37,28	697456,53	1173403,47

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

**Tabla 20.** Producción Mensual del campo con tratamiento químico

<b>Producción Mensual del Campo PetroEspol Con Tratamiento</b>				
<b>Mes</b>	<b>Barriles Producidos Mensuales Promedio</b>	<b>BSW con Tratamiento (%)</b>	<b>Barriles de Agua Producidos Mensuales</b>	<b>Barriles de Petróleo Producidos Mensuales</b>
sep-14	1870860,00	31,75	593998,05	1276861,95
oct-14		28,05	524776,23	1346083,77
nov-14		11,54	215897,24	1654962,76
dic-14		18,02	337128,97	1533731,03
ene-15		10,6	198311,16	1672548,84
feb-15		19,25	360140,55	1510719,45
mar-15		23,04	431046,14	1439813,86
abr-15		21,97	411027,94	1459832,06
may-15		10,03	187647,26	1683212,74
jun-15		11,84	221509,82	1649350,18
jul-15		17,17	321226,66	1549633,34

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

#### **4.5. Ganancia Generada por la Aplicación del Tratamiento Químico**

De las tablas 19 y 20 se puede observar los barriles de petróleo producidos mensualmente. Estos valores nos permiten tener la variación en la producción teniendo un incremento de hasta un 48% en la producción mensual del campo. Para saber cuánto dinero se ha generado por la variación en la producción basta con multiplicarlo por el costo de producción de un barril de petróleo y esa ganancia se muestra en la tabla 21.

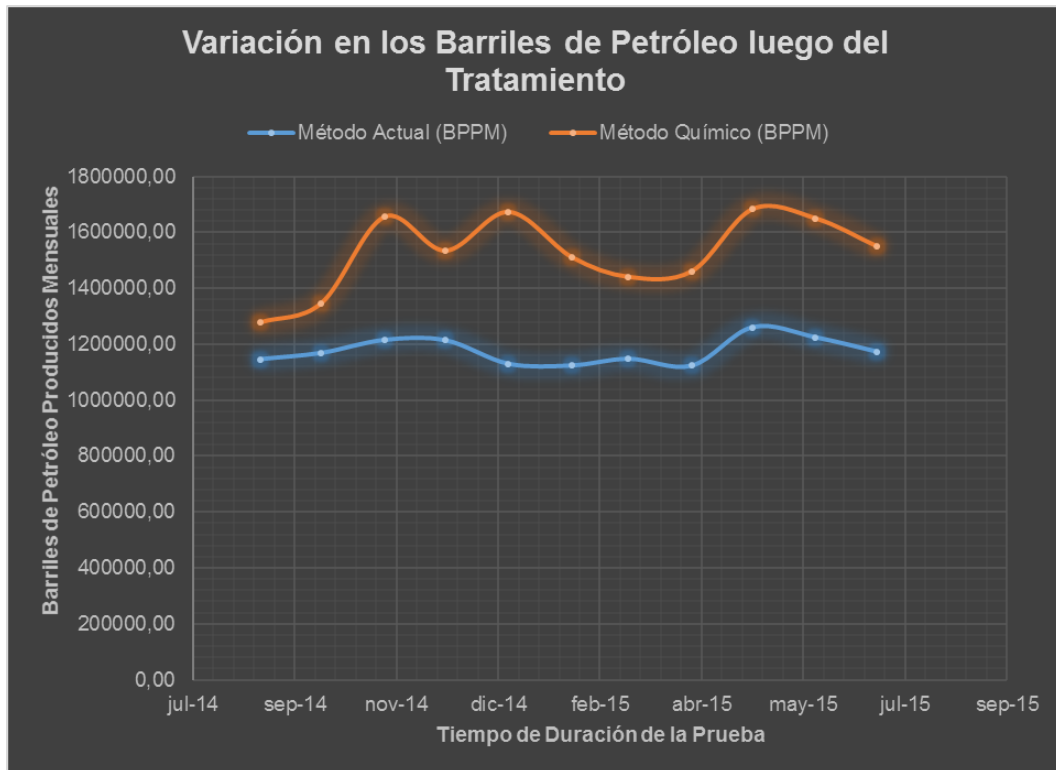
**Tabla 21.** Ingresos producidos por el tratamiento químico

<b>Ingresos Netos por la Aplicación del Tratamiento Químico</b>					
<b>Mes</b>	<b>Método Actual (BPPM)</b>	<b>Método Químico (BPPM)</b>	<b>Variación en la Producción Mensual (BPPM)</b>	<b>Costo de Producción de un Barril (\$/BPP)</b>	<b>Ganancia Generada por el Tratamiento (\$/mes)</b>
sep-14	1146463,01	1276861,95	130398,94	23,73	3094366,89
oct-14	1168913,33	1346083,77	177170,44		4204254,59
nov-14	1215365,98	1654962,76	439596,78		10431631,57
dic-14	1213681,32	1533731,03	320049,71		7594779,64
ene-15	1129852,74	1672548,84	542696,10		12878178,36
feb-15	1123935,72	1510719,45	386783,73		9178377,96
mar-15	1147670,29	1439813,86	292143,56		6932566,73
abr-15	1123406,33	1459832,06	336425,73		7983382,61
may-15	1260731,10	1683212,74	422481,64		10025489,33
jun-15	1224341,00	1649350,18	425009,17		10085467,69
jul-15	1173403,47	1549633,34	376229,87		8927934,88

**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

En el gráfico 7 se muestra la variación generada entre la producción de barriles de petróleo por el método actual y el tratamiento químico.





**Gráfico 7.** Diferencia en los barriles de petróleo producidos debido al tratamiento  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Por último, para saber la factibilidad del tratamiento químico se debe analizar los ingresos generados contra la inversión hecha en los químicos.

Para saber que el proyecto es factible y llevarlo a cabo en toda la estación del campo PetroEspol, la diferencia entre los ingresos y los egresos debe ser positiva demostrando que el uso del método químico generará ganancias, al recuperar, mayor cantidad de barriles de petróleo.

En la tabla 22 se muestra los resultados obtenidos al final de este análisis económico.

**Tabla 22.** Ganancia generada por el tratamiento químico

<b>Ganancia Generada por la Implementación del Tratamiento Químico</b>			
<b>Mes</b>	<b>Costo Total del Tratamiento (\$/mes)</b>	<b>Ganancia Generada (\$/mes)</b>	<b>Valor Generado (\$/mes)</b>
sep-14	43796,32	3094366,89	3050570,57
oct-14	18371,28	4204254,59	4185883,30
nov-14	16614,13	10431631,57	10415017,44
dic-14	19378,96	7594779,64	7575400,68
ene-15	14598,77	12878178,36	12863579,58
feb-15	19637,17	9178377,96	9158740,80
mar-15	19378,96	6932566,73	6913187,77
abr-15	21136,12	7983382,61	7962246,49
may-15	21394,32	10025489,33	10004095,01
jun-15	20386,64	10085467,69	10065081,05
jul-15	19378,96	8927934,88	8908555,92

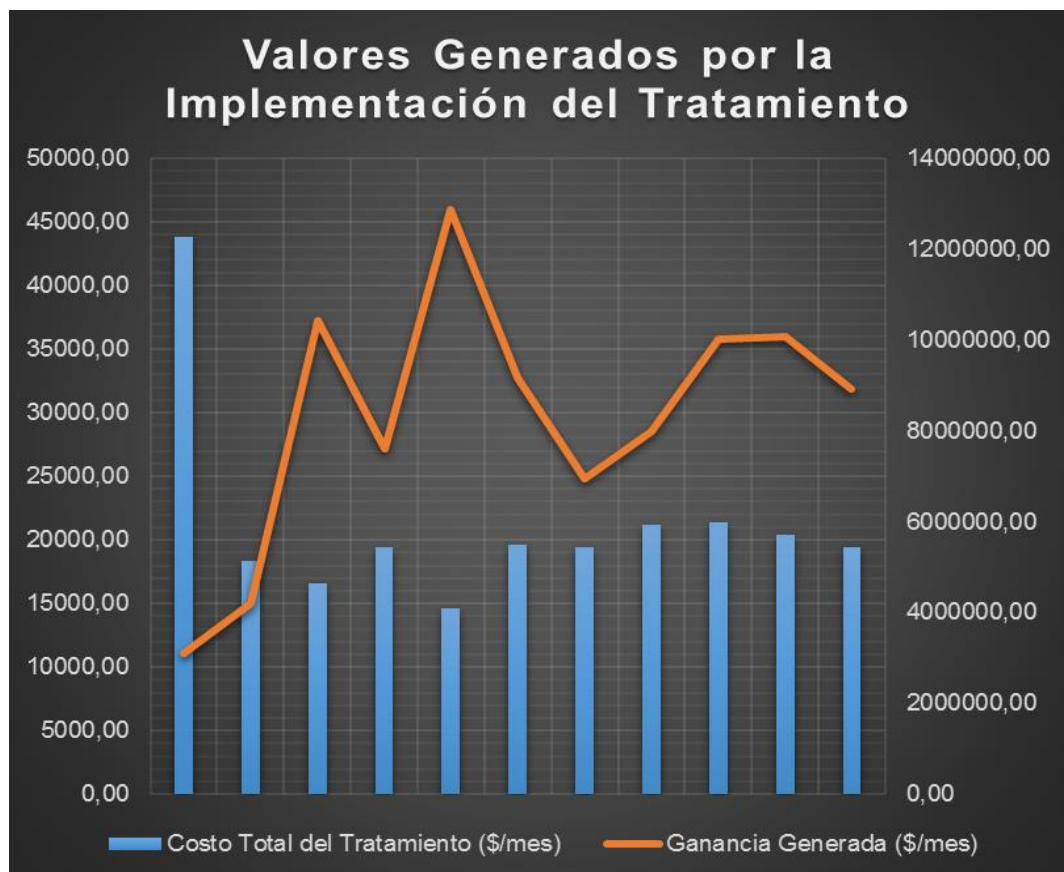
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

Por último, en el gráfico 8 se muestra una evolución mensual tanto del costo como de las ganancias generadas durante el tiempo de la prueba.

Se puede notar que los gastos fueron decreciendo hasta un punto de estabilidad donde se mantuvo.

Mientras que la curva de las ganancias netas generadas ha aumentado considerablemente teniendo ciertas fluctuaciones pero que al final siguen generando un buen margen de ganancia para la empresa.

Cabe recalcar que para este análisis económico no se consideró las facilidades necesarias para la inyección de químicos, simplemente se consideró al tratamiento químico.



**Gráfico 8.** Ingresos y egresos generados por el tratamiento químico  
**Fuente:** Castillo & Briones, 2016

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

- En el mes de enero se pudo obtener un aumento de producción de 542696,10 BPPM, esto se debe gracias al cambio del porcentaje de separación de fases agua – petróleo obtenido luego de aplicar el demulsificante y el dispersante de parafinas. Este incremento de producción de 542696,10 BPPM junto a un costo de \$14598,77 por el uso de los químicos muestra un buen margen de factibilidad del proyecto, pero a la vez, es necesario mencionar que en estos costos no están agregados los costos de implementación de este sistema, tales como las facilidades de superficie.
- En los valores obtenidos de BSW antes y después de la inyección de químicos se puede observar un incremento de separación de fases agua-petróleo debido al uso de demulsificante y dispersante de parafinas. Durante todos los meses se pueden apreciar dichos cambios de BSW luego de aplicar los químicos, lo que comprueba que las emulsiones generadas a lo largo de las facilidades del proceso de separación ocasionan un inconveniente en la eficiencia de separación.

- La máxima concentración de petróleo en agua que se tiene es en el mes de septiembre, que es el mes que se inicia el tratamiento con un valor de 3866 partes por millón, cabe recalcar que la empresa estatal EP Petroecuador permite un valor máximo de 50 partes por millón en la concentración de petróleo en agua, lo que indica que aún existe la presencia de emulsiones al final del procedimiento, ocasionando que el agua producida ingrese nuevamente al proceso de separación hasta que cumpla con los parámetros establecidos por EP Petroecuador y pueda ser reinyectada al subsuelo. En los meses de mayo y julio se obtuvo valores de 48 y 43 partes por millón respectivamente, siendo estos los únicos meses en los que el agua producida cumple con esta normativa de EP Petroecuador.

## RECOMENDACIONES

- Generalmente los fabricantes de los demulsificantes y dispersantes de parafinas otorgan las concentraciones recomendadas a utilizar, de no tener los valores óptimos, es necesario realizar las Pruebas de Botella para así determinar un valor de concentración a utilizar que va a depender también del tipo de campo y crudo que se tenga.
- Al momento de realizar las pruebas de BSW en el equipo de centrifugación, es recomendable usar dos o tres muestras iguales a fin de comparar dichos valores obtenidos, ya que estos deben ser sumamente parecidos y de ocurrir lo contrario la prueba no será válida.
- El lugar de inyección de los demulsificantes y dispersantes de parafinas debe ser en la zona más profunda del pozo o en el cabezal ya que es preferible que se evite la formación de emulsiones antes que se rompa las emulsiones ya formadas durante el proceso de separación.
- Es recomendable realizar una continua limpieza de los tanques de lavado y de almacenamiento ya que la presencia de sólidos removidos y parafinas va a ser un poco mayor luego de implementar el tratamiento químico y de no limpiarse constantemente se verá afectada la capacidad de procesamiento y eficiencia de la misma.

## BIBLIOGRAFIA

1. ASTM International. (21 de abril de 2009). ASTM International: Helping our world work better. Obtenido de ASTM: <http://www.astm.org/Standards/D96.htm>
2. Benavides, X., & Nuñez, S. (2011). Estudio Técnico Económico del Tratamiento Químico para la Deshidratación de Crudo en el Campo Shushufindi. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
3. EP Petroecuador. (2015). Costos de Producción de un Barril de Petróleo. Quito: Petroecuador.
4. Marfisi, S., & Salager, J. L. (2004). Deshidratación de Crudo: Principios y Tecnología. Mérida: Universidad de Los Andes.
5. Pérez, I., & Tapia, A. (2015). Demulsificación de Crudo. México: Oxiteno México S.A.
6. Schlumberger. (2016). Schlumberger. Obtenido de Oilfield Glossary: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/degree\\_api.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/degree_api.aspx)
7. Schlumberger. (2016). Schlumberger. Obtenido de Oilfield Glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/astm.aspx>
8. Society of Petroleum Engineers. (1992). Petroleum Engineering Handbook. Richardson: Society of Petroleum Engineers.

9. Society of Petroleum Engineers. (06 de Julio de 2015). PetroWiki.

Obtenido de Oil demulsifier selection and optimization:

[http://petrowiki.org/Oil\\_demulsifier\\_selection\\_and\\_optimization](http://petrowiki.org/Oil_demulsifier_selection_and_optimization)

10. Society of Petroleum Engineers. (06 de Julio de 2015). PetroWiki.

Obtenido de Oil demulsification:

[http://petrowiki.org/Oil\\_demulsification#Chemical\\_methods](http://petrowiki.org/Oil_demulsification#Chemical_methods)



# ANEXOS



Designation: D 96 – 88 (Reapproved 1998)



Designation: MPMS Chapter 10.4

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS  
100 Barr Harbor Dr., West Conshohocken, PA 19428  
Reprinted from the Annual Book of ASTM Standards. Copyright ASTM

An American National Standard  
British Standard 4385  
American Association of State  
Highway Transportation Standard  
AASHTO No. T55

## Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure)<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D 96; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

*This method has been approved by the sponsoring committees and accepted by the Cooperating Societies in accordance with established procedures.*

*This test method has been adopted for use by government agencies to replace Method 3003 of Federal Test Method Standard No. 791b. Annex A1 is under revision and will be included in subsequent revisions to this standard.*

### 1. Scope

1.1 This test method covers the centrifuge method for determining sediment and water in crude oil during field custody transfers. This test method may not always provide the most accurate results, but it is considered the most practical method for field determination of sediment and water. When a higher degree of accuracy is required, the laboratory procedure described in Test Methods D 4006, D 4377 or D 473 should be used.

NOTE 1—Water by distillation and sediment by extraction are considered the most accurate methods of determining sediment and water in crude oils. As such, these methods should be employed to resolve differences in results from variations of this procedure or between this procedure and other methods, or in the case of a dispute between parties.

1.2 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

### 2. Referenced Documents

#### 2.1 ASTM Standards:

- D 235 Specification for Mineral Spirits (Petroleum Spirits) (Hydrocarbon Drycleaning Spirits)<sup>2</sup>
- D 362 Specification for Industrial Grade Toluene<sup>2</sup>
- D 473 Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method<sup>3</sup>
- D 846 Specification for Ten-Degree Xylene<sup>2</sup>
- D 1209 Test Method for Color of Clear Liquids (Platinum-Cobalt Scale)<sup>2</sup>

<sup>1</sup> This test method is under the jurisdiction of Committee D-2 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.02.0B on Sediment and Water (Joint ASTM-JP).

Current edition approved March 25, 1988. Published December 1988. Originally published as D 96 – 63T. Last previous edition D 96 – 73 (1984), $\epsilon$ <sup>1</sup>

<sup>2</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol 06.04.

<sup>3</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01.

D 3699 Specification for Kerosine<sup>4</sup>

D 4006 Test Method for Water in Crude Oil by Distillation<sup>4</sup>

D 4057 Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products<sup>4</sup>

D 4177 Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products<sup>4</sup>

D 4377 Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration<sup>4</sup>

E 1 Specification for ASTM Thermometers<sup>5</sup>

E 542 Practice for Calibration of Volumetric Ware<sup>6</sup>

2.2 *API Standards:*<sup>7</sup>

*Manual of Petroleum Measurement Standards*

Chapter 8, Sampling Petroleum and Petroleum Products

Chapter 10, Sediment and Water

### 3. Summary of Test Method

3.1 Known volumes of crude oil and solvent (water saturated if required) are placed in a centrifuge tube and heated to 60°C  $\pm$  3°C (140°F  $\pm$  5°F). After centrifugation, the volume of the sediment-and-water layer at the bottom of the tube is read.

NOTE 2—It has been observed that for some waxy crude oils, temperatures of 71°C (160°F) or higher may be required to melt the wax crystals completely so that they are not measured as sediment. If temperatures higher than 60°C (140°F) are necessary to eliminate this problem, they may be used with the consent of the parties involved. If water saturation of the solvent is required, it must be done at the same temperature.

### 4. Significance and Use

4.1 A determination of sediment and water content is required to determine accurately the net volumes of crude oil involved in sales, taxation, exchanges, inventories, and custody transfers. An excessive amount of sediment and water in crude

<sup>4</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.02.

<sup>5</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol 14.03.

<sup>6</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol 14.02.

<sup>7</sup> Available from American Petroleum Institute, 1220 L St., Northwest, Washington, DC 20005.

**Ilustración 1. Norma ASTM para el BSW por el Método de Centrifugación.  
Fuente: ASTM International**

oil is significant because it can cause corrosion of equipment and problems in processing and transporting and may violate federal, state, or municipal regulations.

**5. Apparatus**

**5.1 Centrifuge**—A centrifuge shall be capable of spinning two or more centrifuge tubes at a speed that can be controlled to give a minimum relative centrifugal force of 500 at the tip of the tubes. The rotation speed necessary to produce a relative centrifugal force of 500 for various diameters of swing can be determined from Table 1 or from one of the following equations:

$$r/min = 1335 \sqrt{rcf/d} \quad (1)$$

$$r/min = 265 \sqrt{rcf/d} \quad (2)$$

where:

- rpm* = rotation speed, in revolutions per minute.
- rcf* = relative centrifugal force,
- d* = diameter of swing, in mm (Eq 1) or in. (Eq 2), measured between the tips of opposite tubes when the tubes are in their rotating position.

The revolving head, trunnion rings, and trunnion cups, including the cushions, shall be constructed to withstand the maximum centrifugal force capable of being delivered by the power source. The trunnion cups and cushions shall firmly support the tubes when the centrifuge is in motion. The centrifuge shall be enclosed by a metal shield or case strong enough to contain flying debris in the event a tube breaks or the centrifuge malfunctions.

5.1.1 The centrifuge shall be heated and shall be capable of maintaining the sample at a temperature of 60°C ± 3°C (140°F ± 5°F). The minimum allowable temperature in the field shall be 52°C (125°F).

**5.2 Centrifuge Tubes:**

5.2.1 Centrifuge tubes shall be cone shaped and 203 mm (8 in.) or 167 mm (6 in.) in length. Tubes shall conform to the dimensions given in Fig. 1 (203 mm) or Fig. 2 (167 mm) and shall be made of thoroughly annealed glass. A200-part tube shall conform to the dimensions shown in Fig. 2, with the marking for each division multiplied by 2 (for example, 25 mL = 50 parts). The mouth of each tube shall be constricted

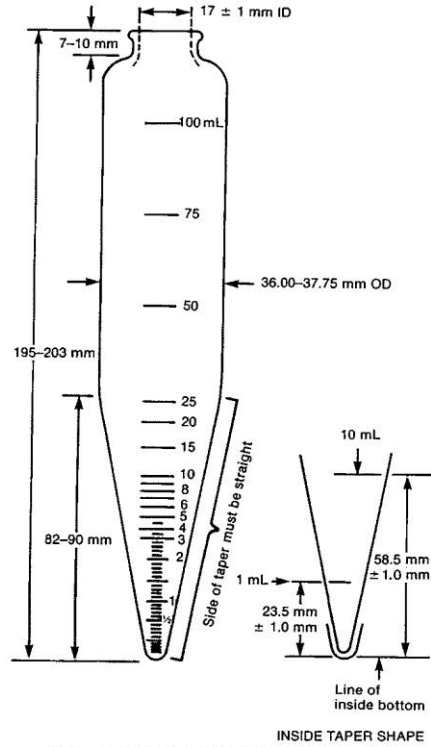


FIG. 1 Cone-Shaped Centrifuge Tube, 203 mm (8 in.)

**TABLE 1 Rotation Speeds Necessary to Produce a Relative Centrifugal Force of 500 for Centrifuges of Various Diameters of Swing**

Diameter of Swing <sup>a</sup>		Rotation Speed (r/min)
Millimeters	Inches	
305	12	1710
330	13	1640
356	14	1580
381	15	1530
406	16	1480
432	17	1440
457	18	1400
483	19	1360
508	20	1325
533	21	1290
559	22	1260
584	23	1240
610	24	1210

<sup>a</sup>Measured between the tips of the opposite tubes when the tubes are in rotating position.

for closure with a stopper. Graduations for the 203-mm (8-in.) and 167-mm (6-in.) tubes shall be in accordance with the requirements of Table 2 and Table 3, respectively. The scale errors for a centrifuge tube shall not exceed the tolerances specified in Table 2 and Table 3. The graduation requirements and scale-error tolerances shown in Table 2 and Table 3 apply to calibrations made by reading the bottom of the shaded meniscus of air-free water at a temperature of 20°C (68°F). The graduations on each tube shall be clearly numbered as shown in Fig. 1 and Fig. 2.

5.2.2 The tube graduation marks' accuracy shall be volumetrically verified or gravimetrically certified before field use of the tube, in accordance with Practice E 542 using National Institute of Standards and Technology-traceable equipment. The verification or certification shall include a calibration check at each mark up through the 0.5-mL (1-part) mark; at the 1-, 1.5-, and 2-mL (2-, 3-, and 4-part) marks; and at the 50- and 100-mL (100- and 200-part) marks. The tube shall not be used

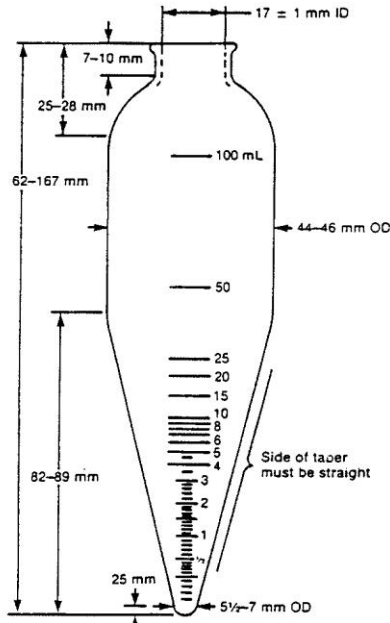


FIG. 2 Cone-Shaped Centrifuge Tube, 167 mm (6 in.)

TABLE 2 Minimum Graduation Requirements and Maximum Calibration Tolerances for 203-mm (8-in.) Cone-Shaped Tubes

Range, mL	Subdivision, mL	Volume Tolerance, mL
0-0.1	0.05	±0.02
>0.1-0.3	0.05	±0.03
>0.3-0.5	0.05	±0.05
>0.5-1.0	0.10	±0.05
>1.0-2.0	0.10	±0.10
>2.0-3.0	0.20	±0.10
>3.0-5.0	0.5	±0.20
>5.0-10	1	±0.50
>10-25	5	±1.00
>25-100	25	±1.00

if the scale error at any mark exceeds the applicable tolerance from Table 2 or 3.

5.3 *Preheater*—The preheater shall be either a metal block or a liquid bath of sufficient depth to permit immersion of the centrifuge tube in the vertical position to the 100-mL mark and capable of heating the sample to 60°C ± 3°C (140°F ± 5°F).

5.4 Thermometer shall have graduations at intervals of 1°C (2°F) or less and shall be accurate to ±1°C (±2°F). A

TABLE 3 Minimum Graduation Requirements and Maximum Calibration Tolerances for 167-mm (6-in.) Cone-Shaped Tubes

Range, mL	Subdivision, mL	Volume Tolerance, mL
>0-0.1	0.05	±0.02
>0.1-0.3	0.05	±0.03
>0.3-0.5	0.05	±0.05
>0.5-1.0	0.10	±0.07
>1.0-1.5	0.10	±0.10
>1.5-2.0	0.10	±0.20
>2.0-3.0	0.20	±0.30
>3.0-5.0	0.50	±0.50
>5.0-10	1	±0.75
>10-25	5	±1.0
>25-100	A	±1.5

<sup>A</sup>Graduations at 50 and 100.

thermometer such as ASTM 1C or 1F is suitable as shown in Specification E 1.

### 6. Reagents

6.1 The reagents listed in this section are satisfactory for use in field testing.

6.2 *Demulsifier*—When necessary, a demulsifier should be used to promote the separation of water from the sample, to prevent water from the sample, clinging to the walls of the centrifuge tube, and to enhance the distinctiveness of the water-oil interface. In some cases a demulsifier is required to attain agreement with the base method (see Note 1). When a demulsifier is used, it should be mixed according to the manufacturer's recommendations and should never add to the volume of sediment and water determined. The demulsifier should always be used in the form of a demulsifier-solvent stock solution or be premixed with the solvent to be used in the test.

6.3 *Kerosine (Specification D 3699)*

6.3.1 The typical characteristics of kerosine are a distillation range of 205-300°C (401-572°F), a maximum freezing point of -30°C (-22°F), and a minimum flash point of 38°C (100°F).

6.3.2 Stoddard solvent and kerosine do not have to be saturated with water, since the solubility of water in these solvents is not significant at 60°C (140°F).

NOTE 3—Warning: Kerosine is combustible (See A1.1).

6.4 *Stoddard Solvent (Specification D 235)*

6.4.1 The typical characteristics of Stoddard solvent are a distillation range of 149-208°C (300-407°F), a minimum flash point of 38°C (100°F), and aromatics plus olefins content of less than 20 % by volume.

NOTE 4—Warning: Stoddard solvent is combustible (See A1.2).

6.4.2 See 6.3.2.

6.5 *Toluene (Specification D 362)*

6.5.1 The typical characteristics of toluene are a molecular weight of 92, an American Public Health Association (APHA) color of 10 (in accordance with Test Method D1209), a boiling range (initial to dry point) of 2.0°C (3.6°F) [recorded boiling point of 110.6°C (231.1°F)], and 0.001 % residue after evaporation. Toluene passes the American Chemical Society (ACS) test for substances darkened by H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

NOTE 5—Warning: Toluene is flammable (See A1.3).

6.5.2 Toluene and xylene shall be saturated with water at

60°C ± 3°C (140°F ± 5°F) and maintained at this temperature until used. A procedure for the saturation of solvents is given in the appendix. The water-saturated solvent shall be free from suspended water at the time of use. Toluene and xylene are recommended for sediment-and-water determinations involving asphaltenic crude oils.

#### 6.6 Xylene (Specification D 846):

6.6.1 The typical characteristics of xylene are a molecular weight of 106, an APHA color of not more than 10 (in accordance with Test Method D 1209), a boiling range of 137 to 144°C (279 to 291°F), and 0.002 % residue after evaporation. Xylene passes the ACS test for substances darkened by sulfuric acid.

NOTE 6—Warning: Xylene is flammable (See A1.4).

6.6.2 See 6.5.2.

### 7. Sampling

7.1 Sampling is defined as all steps required to obtain a representative quantity of the contents of any pipeline, tank, or other system and to place it in an appropriate centrifuge tube.

7.2 The sample shall be thoroughly representative of the crude oil in question, and the portion of the sample used for the sediment and water determination shall be thoroughly representative of the sample itself. If an automatic custody transfer (LACT) unit is involved, vigorous agitation of the sample container is required before the sample is transferred to the centrifuge tube or tubes. Only representative samples obtained as specified in Practices D 4057 or D 4177 shall be used for this test method.

### 8. Procedure

8.1 Fill each of two centrifuge tubes to exactly the 50-mL (100-part) mark with a sample taken directly from the sampling device (for example, a thief bottle, beaker, or LACT sample container) or the container in which the sample was collected. Then fill each tube with solvent to exactly the 100-mL (200-part) mark. Read the top of the meniscus at both the 50- and 100-mL (100- and 200-part) marks. If experience indicates that a demulsifier is required and one has not already been added to the solvent, add to each tube quantity of demulsifier-solvent stock solution that has previously been determined to be satisfactory for the crude oil under test. Stopper each tube tightly and invert the tubes a minimum of 10 times to ensure that the oil and solvent are uniformly mixed.

NOTE 7—Caution: In general, the vapor pressures of hydrocarbons at 60°C (140°F) are approximately double those at 40°C (104°F). Consequently, tubes should always be inverted at a position below eye level.

8.1.1 Where the crude oil is very viscous and mixing of the solvent with the oil is difficult, the solvent may be added to the centrifuge tube prior to the oil to facilitate mixing. In this case, extreme care must be taken to fill the centrifuge tube to exactly the 50-mL (100-part) mark with solvent and then to exactly the 100-mL (200-part) mark with the sample.

8.2 Loosen the stoppers to prevent pressure buildup during heating and immerse the tubes to the 100-mL (200-part) mark in a preheater. Heat the contents to 60°C ± 3°C (140°F ± 5°F).

8.3 Secure the stoppers and again invert the tubes 10 times to ensure uniform mixing of the oil and solvent.

8.4 Place the tubes in the trunnion cups on opposite sides of the centrifuge to establish a balanced condition. Retighten the stoppers and spin for at least 5 minutes at a minimum relative centrifugal force of 500.

8.5 Immediately after the centrifuge comes to rest, verify the temperature. Do not disturb the oil-water interface with the thermometer. The test is invalid if the final temperature after centrifugation is below 52°C (125°F).

NOTE 8—If the final temperature is found to be below 52°C (125°F), adjust the centrifuge heater to increase the final test temperature and reinitiate the procedure, beginning with 8.2.

8.5.1 Read and record the combined volume of sediment and water at the bottom of each tube as indicated in Table 4 and Fig. 3 (Table 5 and Fig. 4 for 200-part tubes). Reheat both tubes to 60°C ± 3°C (140°F ± 5°F), return the tubes without agitation to the centrifuge, and spin for another 5 min at the same rate. Repeat this operation until two consecutive consistent readings are obtained on each tube.

8.6 For the test to be considered valid, a clear interface must be observed between the oil layer and the separated water. No identifiable layering (that is, an emulsion) should be present immediately above the oil-water interface. In such cases, one or more of the following remedies may be effective:

8.6.1 Shake the mixture between whirlings in the centrifuge just enough to disperse the emulsion.

8.6.2 Use a different or an increased amount of demulsifier. (The demulsifier should not, however, contribute to the volume of sediment and water.)

8.6.3 Use a different or an increased amount of solvent. After a satisfactory procedure for a particular type of oil has been worked out, it will ordinarily be suitable for all samples of the same crude oil.

### 9. Calculation and Report

9.1 Compare the readings of the two tubes. If the difference between the two readings is greater than one subdivision on the centrifuge tube (see Table 2 or 3) or 0.025 mL (0.05 % for 200-part tubes) for readings of 0.10 mL (0.20 % for 200-part tubes) and below, the readings are inadmissible and the determination shall be repeated.

9.2 If tubes graduated in 100 mL have been used for the determination, record the sum of the final volumes of sediment and water in each tube obtained, as specified in Section 8, and report this sum as the percentage of sediment and water (see Fig. 3 for reading and reporting sediment and water when using 100-mL cone-shaped centrifuge tubes). Report the results as shown in Table 6.

9.3 If direct-reading 200-part tubes have been used for the determination, the percentage of sediment and water is the average, to three decimal places, of the values read directly from the two tubes. The percentage can only be read directly from a 200-part tube if the tube contains 50 mL or 100 parts of oil.

TABLE 4 Procedure for Reading a 100-mL Cone-Shaped Tube

Volume of Sediment and Water, mL	Read to Nearest, mL
0.0–0.2	0.025
0.2–1.0	0.05
>1.0	0.10

**Ilustración 4. Norma ASTM para el BSW por el Método de Centrifugación.**  
**Fuente: ASTM International**

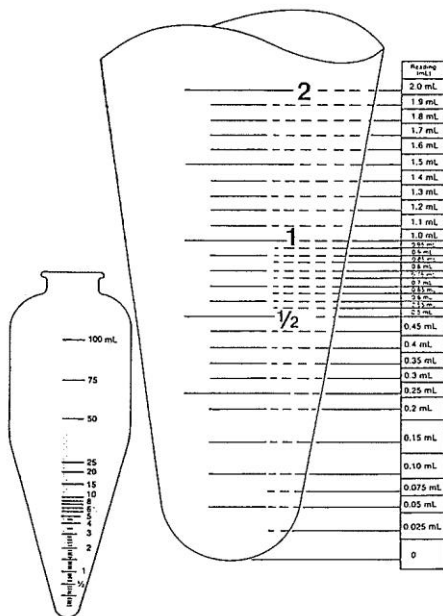


FIG. 3 Procedure for Reading Sediment and Water When Using a Tube Reading in 100 mL

**TABLE 5 Procedure for Reading a 200-Part Cone-Shaped Tube**

Volume of Sediment and Water, %	Read to Nearest, %
0.0–0.4	0.05
0.4–2.0	0.10
>2.0	0.20

9.4 If the volume of oil is greater or less than 50 mL, or 100 parts, calculate the percentage of sediment and water as follows:

$$\text{Sediment and water, percent} = (S/V) \times 100 \quad (3)$$

where:

$S$  = volume of sediment and water, mL or parts and  
 $V$  = volume of oil tested, mL or parts.

For example, if the total volume of oil tested ( $V$ ) is 20 mL and the volume of sediment and water ( $S$ ) is 0.15 mL:

$$\text{Sediment and water, \%} = (0.15/20) \times 100 = 0.75 \quad (4)$$

9.5 If the test conditions outlined in Section 6 are not followed exactly, the following must also be reported:

9.5.1 The solvent used and the water saturation temperature.

9.5.2 The type and amount of demulsifier (if used).

9.5.3 The temperatures of the sample and solvent, the preheater temperature, the centrifuge temperature, and the

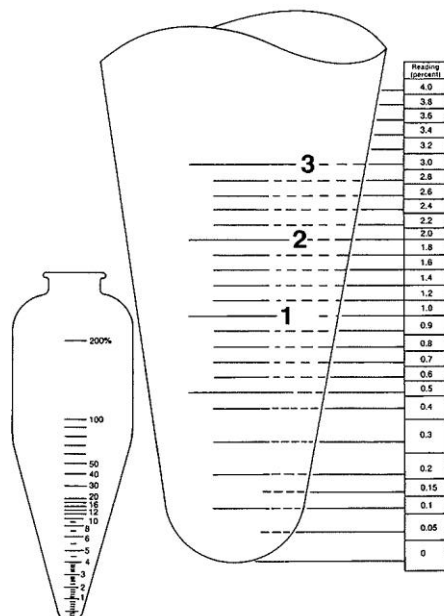


FIG. 4 Procedure for Reading Sediment and Water When Using a Tube Reading in 200 Parts

**TABLE 6 Expression of Results**

Volume of Sediment and Water, mL		Total Sediment and Water, %
Tube 1	Tube 2	
None visible	Trace	0
None visible	0.025	0.025
0.025	0.025	0.5
0.025	0.05	0.075
0.05	0.05	0.10
0.05	0.075	0.125
0.075	0.075	0.15
0.075	0.10	0.175
0.10	0.10	0.20
0.10	0.15	0.25

temperature of the final mixture after centrifuging.

9.5.4 The number of samples or tubes used in the determination.

### 10. Precision and Bias

10.1 *Precision*—The precision of this test method is being determined.

10.2 *Bias*—Since there is no accepted reference material suitable for determining the bias, no statement about bias is being made.

## 11. Keywords

11.1 centrifuge; centrifuge tube; crude oil; field procedure; sampling; sediment and water; solvent

## ANNEX

### (Mandatory Information)

#### A1. PRECAUTIONARY STATEMENTS

A1.1 *Kerosine*—Keep away from heat, sparks, or open flame. Keep container closed when not in use. Kerosine's vapor is harmful. Provide adequate ventilation when kerosine is used. Neither an Occupational Safety and Health Administration permissible exposure limit nor an American Conference of Governmental Industrial Hygienists threshold limit value has been established for kerosine. Ingestion of kerosine may cause irritation of the digestive tract; ingestion of large amounts may cause signs of central nervous system depression. Aspiration of this material into the nervous system depression. Repetitive applications of kerosine directly to the skin of laboratory animals over their lifetimes has resulted in skin cancer in the animals. Petroleum hydrocarbons of similar composition and boiling range have been shown to produce kidney damage and tumors in laboratory animals. Avoid skin contact with kerosine. Prolonged or repeated skin contact may cause defatting and drying of the skin.

A1.2 *Stoddard Solvent*—Keep away from heat, sparks, or open flame. Its container should be kept closed when not in use. The solvent's vapor is harmful. Adequate ventilation should be provided when the solvent is used, and airborne concentrations should be kept below the established exposure limits. The permissible exposure limit established by the Occupational Safety and Health Administration for Stoddard solvent is 500 parts/million. The American Conference of Governmental Industrial Hygienists has established a threshold limit value of 100 parts per million. Inhalation of vapors or spray mist should be avoided. Acute overexposure may result in irritation of the throat and lungs. High concentrations may cause central nervous system depression. Aspiration of this material into the lungs may cause chemical pneumonia. Long-term exposure can cause chronic health effects. Chronic overexposure has resulted in liver, heart, and blood disorders. Intense and protracted exposure to the solvent may be associated with an increased risk of kidney cancer, kidney disease, and nerve and brain damage. Avoid skin contact with the solvent. Prolonged or repeated contact with the liquid can result in drying and defatting of the skin that may result in irritation and dermatitis.

A1.3 *Toluene*—Keep away from heat, sparks, or open flame. Keep container closed when not in use. Toluene's vapor

is harmful. Provide adequate ventilation when toluene is used, and airborne concentrations should be kept below the established exposure limits. The Occupational Safety and Health Administrator has established a permissible exposure limit of 200 parts/million, with an acceptable ceiling of 300 parts/million and an acceptable maximum peak of 500 parts/million for 10 min. The American Conference of Governmental Industrial Hygienists has established a threshold limit value of 100 parts/million, with a short-term exposure limit of 150 parts/million for 1 min. Prolonged overexposure through inhalation may cause coughing, shortness of breath, dizziness and intoxication. Aspiration of this material into the lungs may cause chemical pneumonia. Long-term exposure to this material may cause chronic health effects. Toluene may remove fats from the skin and cause chronic dermatitis. Other potential hazards include possible liver, kidney, and nervous system damage and cardiac sensitization to epinephrine. In addition, toluene has been shown to be toxic to the embryo and fetus at high concentrations in animal experiments, however, such studies have failed to demonstrate frank birth defects. Prolonged or repeated skin contact may cause skin to become dry or cracked.

A1.4 *Xylene*—Keep away from heat, sparks, or open flame. Keep container closed when not in use. Xylene's vapor is harmful. Provide adequate ventilation when xylene is used, and keep airborne concentrations below established exposure limits. The Occupational Safety and Health Administration's permissible exposure limit for xylene is 100 parts/million. The American Conference of Governmental Industrial Hygienists has established a threshold limit value of 100 parts/million with a 15-min short-term exposure limit of 150 parts/million. Overexposure through inhalation may cause shortness of breath, dizziness, intoxication, and collapse. Aspiration of this material into the lungs may cause chemical pneumonia. Long-term exposure to this material can cause chronic health effects. Prolonged, repeated exposure to high levels of xylene can induce central nervous system problems and may cause liver and kidney damage. Avoid prolonged or repeated skin contact with xylene. Skin contact may result in delayed skin irritation and blistering.

**Ilustración 6. Norma ASTM para el BSW por el Método de Centrifugación.**  
**Fuente: ASTM International**

XI. DEMULSIFIERS AND WATER SATURATION OF SOLVENTS

X1.1 *Water Saturation of Solvents:*

X1.1.1 Fill each of two centrifuge tubes to the 2-mL (4-part) mark with water and then to the 100-mL (200-part) mark with the solvent to be saturated.

X1.1.2 Stopper the tubes and shake vigorously for 30 s, holding the tubes below eye level, to disperse the water in the solvent. Loosen the stoppers.

X1.1.3 Place the tubes containing the water/solvent mixture into a sample preheater or heated (nonspinning) centrifuge maintained at a temperature of 60°C (140°F) for a minimum of 30 min.

X1.1.4 Inspect the water/solvent mixture for suspended water droplets before use. If any suspended water is visible, the tubes must be centrifuged at a temperature of 60°C (140°F) for 5 min at a speed sufficient to give a relative centrifugal force of 500 at the tube tip.

X1.1.5 Use the top 50 mL (100 parts) of the mixture from each tube for test purposes. Take particular care not to pour any of the free water in the tip of each tube into the sample.

X1.2 *Demulsifiers:*

X1.2.1 Although a good commercial crude-oil demulsifier will work effectively with a wide range of crude oils, there are

some crudes for which one demulsifier is more effective than another. If the selected demulsifier does not provide the desired results, others should be tried.

X1.2.2 Overtreatment with a demulsifier can add erroneously to the apparent sediment and water level. Demulsifiers do not in general contain water, but they do have a limited solubility in the solvent-sample and, if added in excessive quantities, can show up after centrifuging as a separate immiscible component at the bottom of the tube. To prevent this problem, the demulsifier should always be used in the form of a demulsifier-solvent stock solution or should be premixed with the solvent to be used in the test. In either case, the quantity of demulsifier to be added to the solvent should be based on tests for the particular demulsifier solvent combination. The demulsifier manufacturer's instructions should be followed when a demulsifier solution is prepared.

X1.3 Demulsifiers and demulsifier-solvent solutions should always be stored in accordance with the manufacturer's recommendations. Each container used to store a demulsifier or demulsifier-solvent solution should be dated, and the contents should be discarded when they reach the demulsifier manufacturer's recommended shelf life.

*The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.*

*This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.*

**Ilustración 7. Norma ASTM para el BSW por el Método de Centrifugación.  
 Fuente: ASTM International**