

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



**“EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS, A ESCALA DE LABORATORIO, PARA  
LA DESALACIÓN DE CRUDOS DILUIDOS (16°API) DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**REALIZADO POR:  
JENNIFER THAIS MARTELL PÁRICA.**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**PUERTO LA CRUZ, ENERO 2011**

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



**“EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS, A ESCALA DE LABORATORIO, PARA  
LA DESALACIÓN DE CRUDOS DILUIDOS (16°API) DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**ASESORES**

---

**ING. SHIRLEY MARFISI, Dra.**  
**Asesor Académico**

---

**LIC. RIGOBERTO SANTAELLA**  
**Asesor Industrial**

**PUERTO LA CRUZ, ENERO 2011**

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



**“EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS, A ESCALA DE LABORATORIO, PARA  
LA DESALACIÓN DE CRUDOS DILUIDOS (16°API) DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:**

---

**ING. SHIRLEY MARFISI, Dra.**

---

**ING. JAIRO URICARE, Esp**  
Jurado Principal

---

**ING. RAYDA PATIÑO, MSc.**  
Jurado Principal

**PUERTO LA CRUZ, ENERO 2011**

## **RESOLUCIÓN**

**De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado:**

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

## DEDICATORIA

Principalmente a **Dios**, por haber sido mi guía y por haberme dado la fuerza necesaria para vencer todos los obstáculos encontrados a lo largo de mi carrera.

A mi **Mami**, dulce compañera en los momentos difíciles de mi vida. Ha sido tu presencia mi guía, cuando se oscurece el sendero has sido luz entregándome las herramientas necesarias para caminar por la difícil senda de la vida. Lo que hoy soy es gracias a ti, pues tú has sido la fuente de inspiración de mi vida, tu ejemplo de vida sigo hoy, mujer luchadora, emprendedora, sacrificada. Por ti y para ti es este logro, sin tu valiosa ayuda y amor no lo hubiese logrado.

A mis **Hermanas**, Rosa Marina, Marinel y Nelymar, por siempre estar conmigo, apoyándome y dándome aliento para seguir adelante.

A mi cuñado y compadre querido **Francisco**, por haber contribuido en mi crecimiento personal y profesional a través de sus valiosos consejos.

A mis hermosos tesoros Nelson José, Nathaly José, Marianny de los Angeles, Fernando José, Miguel José, Victor Manuel, Hecmary de los Angeles y Marina de los Angeles, espero ser ejemplo a seguir para ustedes, gracias por sus ocurrencias y hacerme reír en momentos de stres. Los adoro!

Jennifer Martell

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme guiado y llenado de paciencia, que a pesar de los tropiezos que se me presentaron a lo largo de la carrera y en la visa estuvo ahí dándome el aliento y la fortaleza para continuar y alcanzar tan anhelada meta.

A mi mami, por ser pilar fundamental en mi vida, siempre tan especial y muy amorosa conmigo, porque siempre me dió un buen consejo y me impulsaba a seguir adelante cuando sentía que no podía continuar, hasta el último momento estuviste dándome la enseñanza y el coraje para terminar lo que empecé. **TE AGREDEZCO** todo tu cariño amor y comprensión, y a pesar de que en este momento ya no estás conmigo físicamente, sigues guiándome para alcanzar mi meta.

A mis hermanas Marinel, Nelymar y de manera muy especial Rosa Marina, por ser tan maravillosa y consecuente conmigo, a todas ellas gracias por su apoyo, amor, consejos.

A la Universidad de Oriente, por darme la oportunidad de permitirme educarme en sus aulas, y a todos los profesores que contribuyeron en mi formación profesional.

A mis amigos, me siento profundamente agradecida por todos aquellos amigos que me han acompañado no solo a lo largo de mi carrera profesional, sino a lo largo de mi vida personal. Gracias por estar en las buenas y en las malas dándome una palabra de ánimo, tolerando mis locuras y siempre dándome un buen consejo... en fin gracias por ser mis amigos, María E. Rodríguez, Normerys Reyes, María de los Ángeles, Edgery Nieves, Karla Prieto, Annellys Zambrano, Domaly Arcia, Jhoselin Guzmán, Francis Castillo, Luis Hernández, Victor Villaroel, Carmelo Morales, Julio Mata. A todos siempre los llevaré en mi corazón.

A la excelente profesora Shirley Marfisi, a quien como mi asesor me ha colaborado en todo momento con su orientación, demostrando su confianza hacia mí y su calidad como docente.

Al Ing. Julio Palacios, gracias por ayudarme a conseguir la pasantía y por el apoyo incondicional y asesoría, por las palabras de aliento y calidad humana.

Al Lc. Rigoberto Santaella, gracias por ser mi asesor industrial.

A la empresa LIPESA S.A, por permitirme utilizar sus instalaciones y por el apoyo brindado por su personal para el desarrollo de mi trabajo de grado.

A José Guerra, quien fue mi supervisor y desde el comienzo de mis pasantías me hizo sentir una más del equipo.

A la familia Rodríguez López, por acogerme en su casa durante el tiempo de realización de la pasantía, haciéndome sentir un miembro más de su familia.

## RESUMEN

La disminución de sales provenientes del petróleo es primordial en el proceso de transporte y refinado, ya que su alto contenido es indeseable por ser una impureza que provoca corrosión e incrustaciones en las instalaciones debido a presencia de cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio. Por la importancia que representa el tratamiento del petróleo en las actividades operacionales de la empresa Petromonagas para lograr las condiciones favorables en el mejoramiento del crudo pesado, se realizó una evaluación de tecnologías para la desalación del crudo diluido proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco que recibe la empresa Petromonagas, llevando a cabo pruebas de eficiencia a escala de laboratorio con 6 productos desemulsionantes. La muestra de petróleo fue previamente caracterizada, obteniéndose un crudo pesado de 16 °API, densidad de 1,0042 g/ml, viscosidad de 680 cp, contenido de asfalteno de 15,50 % m/m y un umbral de asfalteno de 67%, es decir, asfaltenos moderadamente dispersos. Luego, se prepararon emulsiones de agua en crudo, con un porcentaje en volumen de crudo de 90 % y 10 % de agua este volumen se empleó debido a que las emulsiones típicas en desalación contiene aproximadamente 10% de agua, aplicando dos tecnologías de rompimiento de emulsión: prueba de botella y deshidratación electrostática, combinadas con tratamiento químico y térmico. Se determinó que el mejor producto desemulsionante fue el L-1251 de la empresa Lipesa, con una calidad mediante las pruebas Thief y Compuesta de 0,8 % v/v de agua y sedimentos mediante la prueba botella y de 0,4% v/v mediante deshidratación electrostática. En cuanto a la remoción de sales en el crudo deshidratado, se concluyó que para las condiciones de tratamientos evaluadas, el producto L-1251 aportó la mejor eficiencia en la desalación del crudo diluido (16 °API): 94% (2,17 PTB) con el deshidratador electrostático y 82% (6,27 PTB) con prueba de botellas, siendo la tecnología de campo eléctrico con el deshidratador electrostático la más eficiente para la remoción de sales.

	Página
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	3
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA.....	6
2.3 SURFACTANTES.....	7
2.2.1 Clasificación de los surfactantes.....	7
2.4 EMULSIONES.....	8
2.4.1 Tipos de emulsiones.....	9
2.4.2 Producción de emulsiones de agua en petróleo.....	10
2.4.3 Agentes emulsionantes.....	11
2.4.4 Ruptura de emulsiones.....	12
2.4.5 Prevención de la formación de emulsión de agua en aceite.....	13
2.4.6 Mecanismo de ruptura de la emulsión de agua en aceite.....	14
2.5 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS.....	18
2.5.1 Métodos de deshidratación.....	18
2.6 DESALACIÓN DEL PETRÓLEO.....	21
2.6.1 Etapas del proceso de desalación electrostática.....	23
2.6.2 Proceso de desalación en la empresa Petromonagas.....	24
2.6.3 Tipos de desaladores.....	24
2.6.4 Efectos de las principales variables sobre el proceso de desalación.....	25
2.6.5 Unidad de desalación de crudo de la empresa Petromonagas.....	28
CAPÍTULO: III METODOLOGÍA.....	29

3.1	CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE MUESTRAS DE PETRÓLEO DILUIDO (16 °API) PROCEDENTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	29
3.1.1	Porcentaje de agua y sedimentos (método ASTM D-96).....	29
3.1.2	Gravedad API (ASTM D-287).....	30
3.1.3	Densidad (método del picnómetro).....	31
3.1.4	Viscosidad absoluta (COVENIN 05777199).....	32
3.1.5	Umbral de floculación de asfaltenos.....	33
3.1.6	Cantidad de asfalteno (IP 143-57).....	34
3.2	PRODUCCIÓN DE EMULSIONES DE AGUA EN CRUDO DILUIDO (16°API), SIMULANDO LAS CONDICIONES DE ALIMENTACIÓN AL EQUIPO TRATADOR PARA LA DESALACIÓN.....	35
3.3	SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES USANDO LOS MÉTODOS DE PRUEBAS DE BOTELLA Y EL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO DE LABORATORIO, EVALUANDO EL TIPO Y CONCENTRACIÓN DE DESEMULSIONANTE.....	36
3.3.1	Pruebas de botella.....	36
3.3.2	Deshidratación electrostática.....	38
3.3.3	Pruebas de eficiencia.....	40
	a) Prueba de centrifugación Thief.....	40
	b) Prueba de Centrifugación Compuesta.....	40
3.4	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESALACIÓN, SELECCIONANDO LOS MEJORES PRODUCTOS DESEMULSIONANTES PARA EL CRUDO ESTUDIADO.....	43
3.5	EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS.....	45
CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		47
4.1	CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE MUESTRAS DE PETRÓLEO DILUIDO (16 °API) PROCEDENTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	47
4.2	PRODUCCIÓN DE EMULSIONES DE AGUA EN CRUDO DILUIDO (16 °API), SIMULANDO LAS CNDICIONES DE ALIMENTACIÓN AL EQUIPO TRATADOR PARA LA DESALACIÓN.....	48
4.3	SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES USANDO LOS MÉTODOS DE PRUEBAS DE BOTELLA Y EL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO DE LABORATORIO, EVALUANDO EL TIPO Y CONCENTRACIÓN DE DESEMULSIONANTE.....	48
4.4	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESALACIÓN, SELECCIONANDO LOS MEJORES DESEMULSIONANTES PARA EL CRUDO ESTUDIADO.....	50
4.5	CONCLUSIONES.....	54
4.7	RECOMENDACIONES.....	54
BIBLIOGRAFÍA.....		55

Tabla 3.1	Valores de gravedad API leídos en el hidrómetro y corregidos a 60 °F.	31
Tabla 3.2	Datos para el cálculo de la densidad.....	32
Tabla 3.3	Datos obtenidos para el cálculo del umbral de asfaltenos.....	33
Tabla 3.4	Datos obtenidos para la determinación del contenido de asfalto.....	34
Tabla 3.5	Composición de las emulsiones preparadas de agua en crudo.....	36
Tabla 3.6	Separación de la emulsión mediante pruebas de botella.....	42
Tabla 3.7	Separación de la emulsión a través del deshidratador electrostático....	42
Tabla 3.8	Datos obtenidos para el cálculo de los cloruros por medio del deshidratador electrostático.....	43
Tabla 3.9	Datos obtenidos para el cálculo de cloruros en el agua separada mediante la prueba de botella.....	43
Tabla 4.1	Caracterización del crudo diluido que recibe Petromonagas.....	47
Tabla 4.2	Separación del agua emulsionada.....	48
Tabla 4.3	Separación de la emulsión mediante pruebas de botella.....	49
Tabla 4.4	Separación de la emulsión a través del deshidratador electrostático....	50
Tabla 4.5	Contenido de sal en el agua separada de la emulsión agua-crudo durante el proceso de desalación con el deshidratador electrostático...	51
Tabla 4.6	Contenido de sal en el agua separada de la emulsión agua-crudo durante el proceso de desalación con la prueba de botella.....	51
Tabla 4.7	Contenido de sal remanente en el crudo después del proceso de desalación de la emulsión por el método del deshidratador electrostático.....	52
Tabla 4.8	Contenido de sal remanente en el crudo después del proceso de desalación de la emulsión por el método de la prueba de botella.....	52

	Página
Figura 1.1	Cuencas petrolíferas de Venezuela..... 4
Figura 1.2	Faja Petrolífera del Orinoco..... 5
Figura 2.1	Representación de una molécula de surfactante..... 8
Figura 2.2	Microfotografía de una emulsión de agua en aceite..... 9
Figura 2.3	Tipos de emulsión..... 10
Figura 2.4	Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo..... 11
Figura 2.5	Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API. 16
Figura 2.6	(a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada..... 16
Figura 2.7	(a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película. (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada..... 17
Figura 2.8	Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo..... 18
Figura 2.9	Instalación típica de un sistema de tratamiento químico en una estación de flujo..... 19
Figura 2.10	Método mecánico, tratador horizontal..... 21
Figura 2.11	Deshidratador electrostático..... 22
Figura 2.12	Deshidratador termoelectrostático..... 22
Figura 2.13	Sistema convencional de la deshidratación y desalado de crudo..... 23
Figura 2.14	Tipos de desaladores..... 26
Figura 3.1	Centrifuga y tubos para la determinación del % AyS..... 29
Figura 3.2	Equipos y montaje usado para la determinación de la gravedad API. 30
Figura 3.3	Medición de la lectura en el hidrómetro..... 31
Figura 3.4	Balanza analítica y picnómetro para la medición de la densidad..... 31
Figura 3.5	Viscosímetro Brookfield..... 32
Figura 3.6	Soporte, bureta y recipiente para la medición del umbral de asfaltenos..... 33
Figura 3.7	Preparación de la emulsión en el laboratorio..... 35
Figura 3.8	Adición de la emulsión agua - crudo en la botella de 100 ml..... 36
Figura 3.9	Dosificación del demulsificante a diferentes concentraciones..... 37
Figura 3.10	Productos químicos desemulsionantes usados..... 37
Figura 3.11	Agitación de la emulsión con el desemulsionante..... 38
Figura 3.12	Agua separada mediante el método de prueba de botella..... 38
Figura 3.13	Rompimiento de la emulsión con el deshidratador electrostático..... 39
Figura 3.14	Agua separada, mediante el método del deshidratador electrostático. 39
Figura 3.15	Procedimiento para la prueba de centrifugación Thief: a) Recolección de la muestra, b) centrifugación de la muestra..... 41
Figura 3.16	Muestra de crudo después de ser centrifugada..... 41
Figura 3.17	Esquema para el balance de masa en el desalador de crudo..... 45

Figura 4.1	Eficiencia del procesos de remoción de sales mediante el método deshidratador electrostático.....	53
Figura 4.2	Eficiencia del proceso de remoción de sales por el método de prueba de botella.....	53

# 1. INTRODUCCIÓN

En vista de que el acondicionamiento del petróleo es uno de los problemas que tiene que afrontar la industria petrolera para su venta y refinación, debido a las condiciones exigidas por el mercado internacional de acuerdo al máximo contenido de agua, sedimentos y sales, se hace necesario el uso de técnicas químicas y mecánicas que aceleren la deshidratación y por ende, la desalación del petróleo. Ambas operaciones se realizan bajo el mismo principio e incluyen fenomenologías análogas.

En la deshidratación, el objetivo es separar el agua emulsionada y libre que viene conjuntamente con el petróleo en las facilidades de superficie de las estaciones de flujo, ubicadas en los campos petroleros. Las condiciones de venta requieren porcentajes de agua y sedimentos inferiores a 1 %v/v para petróleos pesados y menor de 0,5 %v/v para petróleos medianos y livianos. La desalación es una operación que se realiza en las refinerías y en algunas estaciones de flujo y de descarga para eliminar las sales en el agua remanente del petróleo deshidratado, las especificaciones requieren una concentración menor de 10 PTB (libras de sal por cada mil barriles de petróleo), dependiendo de la complejidad de la refinación.

Haciendo un poco de reseña histórica desde el inicio de la industria petrolera, el tratamiento al que era sometido el petróleo para eliminarle el agua era un proceso empírico, en el cual se usaban muchos productos químicos y diferentes métodos en una forma un poco incoherente. Hoy en día, se ha logrado comprender los factores que afectan la estabilidad y por ende, la ruptura de la emulsión agua-petróleo, pero aún se sigue usando un método de ensayo y error en laboratorio para determinar el producto y la concentración más conveniente, siguiendo una norma no estandarizada. La razón de ello es atribuida a la complejidad de la mezcla agua-petróleo, porque generalmente se tienen segregaciones, es decir, una producción conjunta de varios pozos, cuyas características cambian constantemente.

La producción de petróleo y gas de un yacimiento va, con frecuencia, acompañada de agua. Según las condiciones en que se ha depositado, esta agua puede tener muchas o pocas sales en solución. Las especificaciones de venta requieren un petróleo libre de agua y las condiciones de refinación lo requieren libre de sales.

Tanto la deshidratación como la desalación son afectadas por varios factores, tales como: la presencia de agentes estabilizantes, el exceso o insuficiencia del desemulsionante, baja temperatura, poco tiempo de reposo, presencia de sólidos, bajo o alto nivel de agua en el sistema e incorporación de petróleos distintos al de la estación de flujo.

En este estudio, ha sido de interés evaluar tecnologías, a escala de laboratorio, para la desalación de petróleos diluidos (16°API) de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Para el desarrollo de este trabajo se contó con el apoyo de la empresa Lipesa S.A, la cual se encarga de proveer productos y servicios que contribuyen a aumentar la productividad de sus clientes en los procesos, operaciones y equipos de producción de petróleo y gas.

## **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El petróleo tal como sale del yacimiento está siempre asociado con agua, sólidos y gas; cuando se extrae en las facilidades de producción se genera turbulencia y cambios de presión propiciando que el agua libre se emulsione, siendo necesario tratar la emulsión formada para separar el petróleo requerido para la comercialización y/o refinación.

Las emulsiones, en la producción petrolera, son sistemas indeseables que generalmente incrementan los costos de operación y reducen la eficiencia de los equipos de proceso. La presencia de agua en el petróleo es inconveniente no sólo por su presencia, sino por las impurezas (sales inorgánicas) que contiene y como efecto colateral, generan incrustaciones y pérdida de calor; en consecuencia, problemas en todo el sistema de producción y/o de refinación.

Entre estas sales están los cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio y/o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación. Por ello es necesario que el proceso de deshidratación también esté acompañado de una eficiente desalación para la remoción de estas sales.

La empresa Lipesa requiere mejorar el proceso de desalación a nivel de laboratorio para determinar la concentración más eficiente del producto deshidratante, en el mejorador de crudo Petromonagas, ubicado en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, para que además de romper eficientemente la emulsión que se genera en el sistema, sea capaz de extraer al máximo las sales presentes en el agua remanente del crudo deshidratado, el cual es posteriormente sometido a mejoramiento.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo general**

Evaluar tecnologías, a escala de laboratorio, para la desalación de crudos diluidos (16°API) de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Realizar la caracterización de muestras de petróleo diluido (16 °API) procedentes de la Faja Petrolífera del Orinoco (agua y sedimentos, gravedad API, densidad, viscosidad, contenido de sal en PTB, contenido y umbral de asfaltenos).

2. Producir las emulsiones de agua en crudo diluido (16 °API), simulando las condiciones de alimentación al equipo tratador para la desalación (relación agua-aceite, temperatura, agitación de mezclado, concentración de sales).
3. Separar las emulsiones usando los métodos de pruebas de botella y el deshidratador electrostático de laboratorio, evaluando el tipo y concentración de desemulsionante.
4. Determinar la eficiencia del proceso de desalación, seleccionando los mejores desemulsionantes para el crudo estudiado.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Debido al incremento de la demanda de crudo en el mercado nacional e internacional, es necesario explotar nuevas áreas que en su mayoría son de crudos pesados y extrapesados.

De acuerdo a los requerimientos establecidos en el mercado para la venta del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco, surgió la necesidad de evaluar diferentes productos químicos que permitan un tratamiento eficaz y de óptima calidad del crudo diluido usado en el mejorador de Petromonagas.

Petromonagas es una empresa mixta donde se asociaron PDVSA S.A. y British Petrol (BP) para la explotación de crudo pesado de un bloque de la Faja del Orinoco. El crudo es extraído en los campos petroleros en el área Carabobo de la Faja y bombeado hasta el complejo petrolero y petroquímico José Antonio Anzoátegui, para ser sometido a un proceso de mejoramiento a fin de incrementar su gravedad API.

### **1.4 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, un ancho promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área aproximada total de 165.000 km<sup>2</sup>. Comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre, prolongándose hasta la plataforma Deltana y Sur de Trinidad, como se muestra en la figura 1.1

La Faja del Orinoco se encuentra localizada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 40.000 Km<sup>2</sup> en las áreas al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, limitando con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en su parte Norte, el río Orinoco al Sur, el Delta al Este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure al Oeste.

La Faja del Orinoco fue dividida inicialmente en 27 bloques jerarquizados de acuerdo a sus características técnicas y estratégicas, que posteriormente se

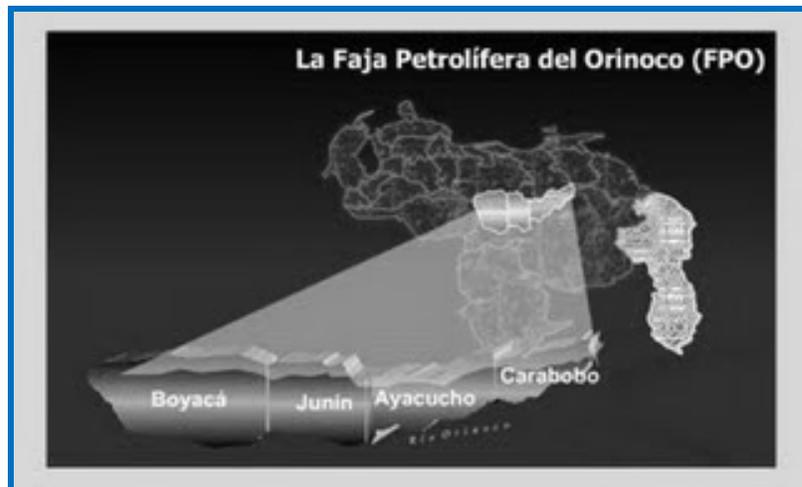
resumieron en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, como se muestra la figura 1.2, descritas a continuación:

- **Área Boyacá** : ubicada al Centro- Sur del estado Guárico.
- **Área Junín**: al Sur-Este del estado Guárico y el Sur-Oeste del estado Anzoátegui.
- **Área Ayacucho**: ubicada al Centro -Sur del estado Anzoátegui.
- **Área Carabobo**: localizada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui. (Prieto, 2007)



**Figura 1.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela. (Prieto, 2007)**

La perforación en la región comenzó en 1953 y aunque para aquella época se pudo demostrar que el área contenía una extensa acumulación de crudo extrapesado y bitumen natural, sólo se perforaron 58 pozos en los siguientes treinta años. Esto se debió principalmente al hecho de que se disponía de enormes cantidades de crudos livianos y medianos, cuya explotación resultaba más económica en comparación con la de bitumen y crudos extrapesados, que requerían de tecnologías más complejas y costosas para su producción, transporte y procesamiento.



**Figura N° 1.2 Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). (Hernández, 2008)**

Entre 1976 y 1983, PDVSA comenzó la exploración de las áreas a través de un programa intensivo con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja, las características de los yacimientos y la calidad de los fluidos contenidos en ellos. Este esfuerzo condujo a la identificación de importantes volúmenes de crudo extrapesado y bitúmen natural, económicamente recuperable con la tecnología actual.

En la actualidad, la Faja Petrolífera del Orinoco constituye uno de los más grandes depósitos de bitúmen, petróleo pesado y extrapesado en el mundo, mantiene una producción de 838 mil barriles diarios y reservas probadas estimadas en 153 mil millones de barriles. Cuenta con 61 campos operativos y 2606 pozos activos, se calcula que posee 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES); sus reservas recuperables estimadas, basadas en un factor de recobro total del 20%, están en el orden de 272 mil millones de barriles (Prieto, 2007).

## **2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1 ANTECEDENTES**

Correa y García (1998) realizaron una adaptación de modelo de sobrevivencia y de Fallas, para estimar la confiabilidad del Sistema de Deshidratación de Crudo pesado y extrapesado en las Estaciones de Descarga del Campo Bare del Distrito San Tomé, con el fin de obtener un punto óptimo de operación e identificar las posibles causas de fallas.

Castro (1998) realizó la evaluación técnico-económica para el Mejoramiento del Sistema de Deshidratación de Crudo en Patio de Tanques Güere, Campo Sanvi- Güere, ajustando las tasas de inyección de los productos químicos en cada punto seleccionado.

Narváez (2002) llevo a cabo el estudio de la centralización del sistema de deshidratación de crudo de la unidad de explotación de yacimiento pesado y extrapesado Oeste y extrapesado del distrito San Tomé, determinando según la caracterización del crudo el tipo de desemulsionante compatible con esas características, necesaria para obtener una mejor separación del agua emulsionada con el crudo.

### **2.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA**

Lipesa es una empresa fabricante de diferentes especialidades químicas, con operaciones desde 1980, y conformada con capital 100% venezolano. Se especializa en el diseño, desarrollo, fabricación y venta de productos químicos en las siguientes áreas: petróleo y gas, refinación, tratamientos de agua, procesos de pulpa y papel, industria del azúcar, pinturas, acero aluminios y cobres, ambiente y agricultura.

Su sede principal está en la ciudad de Caracas y sus centros de distribución en Anaco, Maturín, Ciudad Ojeda, Maracaibo, Puerto Ordaz y Valencia. La División Producto de Lipesa está ubicada en El Tigre—estado Anzoátegui, en la zona industrial Corpoindustria.

Desde 1988, esta empresa también comercializa sus productos fuera de las fronteras venezolanas; sus operaciones internacionales se desarrollan en Colombia, Ecuador, Guatemala, Perú, Brasil, Cuba y República Dominicana.

Esta empresa nacional cuenta con certificación ISO 9001-2000 y un departamento de Seguridad Higiene y Ambiente (SHA) para velar por estos aspectos; en cuanto los equipos analíticos se emplean según el acuerdo internacional con la casa HACH y los laboratorios de investigación y control de calidad, ubicados en la planta de El Tigre. Este laboratorio cuenta con la certificación de Sencamer y, constantemente es inspeccionado y certificado por INTEVEP.

Lipesa provee productos y servicios que contribuyen a aumentar la productividad en los procesos, operaciones y equipos de producción de petróleo y gas, entre ellos: reductores de viscosidad, desemulsionantes, rompedores de emulsiones inversas, inhibidores de corrosión e incrustaciones, dispersantes de

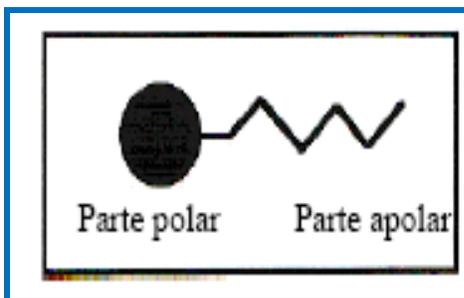
asfaltenos, dispersantes de parafinas, antiensuciantes, surfactantes, lubricantes y dispersantes de lodos, polímeros, espumantes, antiespumantes, bactericidas, removedores de oxígeno, secuestrantes de H<sub>2</sub>S. (Flores, 2009).

Los objetivos de la empresa son los siguientes:

- Consolidar el mercado nacional e internacional, a través de la elaboración de productos químicos de alta calidad y precios competitivos.
- Prestar servicios y asistencia técnica oportuno y de calidad acorde con las exigencias de los clientes.
- Proveer productos químicos y brindar apoyo técnico a la industria petrolera, petroquímica, siderúrgica, papelera, de pintura y otras.
- Crear y fortalecer la infraestructura de investigación y asistencia técnica, que le permita convertirse en una opción venezolana en su campo de actividades.
- Desarrollar programas comunes con las organizaciones nacionales e internacionales, para producir materia prima, productos terminados y soluciones técnicas prioritarias.
- Incursionar en nuevos mercados internacionales y consolidar los ya existentes (Flores, 2009).

### 2.3 SURFACTANTES

También llamados agentes tensoactivos, son moléculas que poseen una doble afinidad química debido a su estructura de tipo polar-apolar. La parte polar o hidrófila es un grupo funcional iónico o no iónico generalmente constituida por heteroátomos como oxígeno, azufre, nitrógeno y fósforo, que permiten un alto grado de solubilidad en solventes orgánicos polares, particularmente en agua; la parte apolar o lipofílica, generalmente es una cadena hidrocarbonada de tipo alquil o alquilbenceno, con presencia en ciertos casos de átomos de un halógeno u oxígeno, la cual es soluble en solventes orgánicos no polares, principalmente hidrocarburos, aceites y grasas.



**Figura 2.1 Representación de una molécula de surfactante (López, 2004).**

Debido a esta dualidad polar-apolar, una molécula de surfactante tiene tendencia a migrar a una interfase o una superficie con la finalidad de satisfacer sus dos tipos de afinidad. Sin embargo, no todas las sustancias anfífilas

poseen esta propiedad. En la figura 2.1 se muestra un esquema de una molécula surfactante (López, 2004).

### 2.3.1 Clasificación de los surfactantes

Usualmente los surfactantes se clasifican según su ionización en fase acuosa. Aquellos que se disocian en un ion surfactante cargado negativamente (anión) y un catión metálico se llaman surfactantes aniónicos. A esta categoría pertenecen los jabones o carboxilatos, alquil-benceno-sulfonatos, dodecil-estersulfato y los xantanos. Son los surfactantes más importantes desde el punto de vista de producción; representan el 50% del total.

➤ **Surfactantes catiónicos:** se disocian en agua en ion surfactante cargado positivamente y un ion tipo haluro, como el alquil-amonio cuaternario.

➤ **Surfactantes no iónicos:** también representan cerca del 50% de la producción, no forma iones cuando se encuentran en solución acuosa y sus grupos polares son del tipo poli-alcohol y/o poli-éter (poli-óxido de etileno o poli-óxido de propileno). A esta categoría pertenecen los alcoholes, alquil-fenoles y ésteres de sorbitan. Otros tipos de surfactantes que se producen en menor escala son los siliconados, los fluorados, los poliméricos y los anfóteros (Marfisi, 2005).

## 2.4 EMULSIONES

Dos líquidos inmiscibles pueden formar, cuando son sometidos a una agitación mecánica, una dispersión de pequeñas gotas de uno (llamado fase interna o dispersa) en otro (llamado fase externa o continua). Este fenómeno produce un aumento importante del área interfacial y por tanto de la energía libre. En presencia de un surfactante, éste se adsorbe en la interface liquido-liquido, reduciendo la tensión interfacial y formando una barrera eléctrica, estérica y mecánica alrededor de las gotas. La dispersión así estabilizada es llamada emulsión, cuya estabilidad puede variar desde unos segundos hasta unos años, según los requerimientos para su utilización. En la figura 2.2 se muestra una microfotografía de una emulsión de agua en aceite.

### 2.4.1 Tipos de emulsion

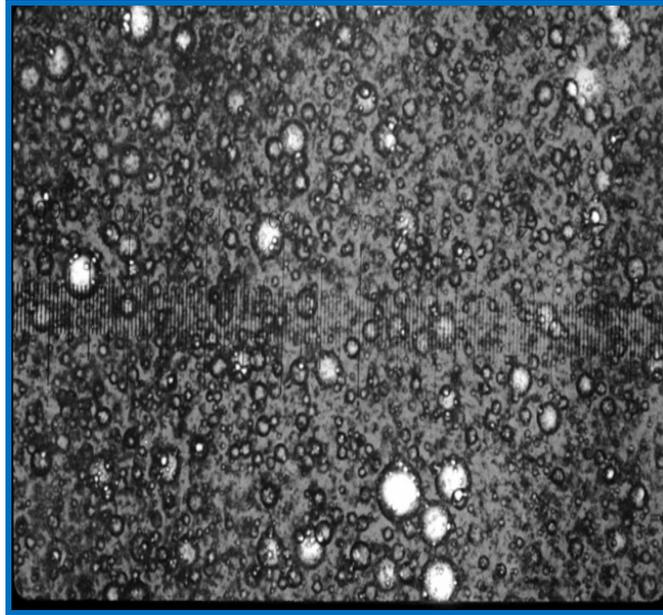
Se clasifican en varios tipos (Salager, 1999):

➤ **Aceite en agua (O/W):** Es una emulsión que contiene gotas de aceites (O) dispersas en el agua (W). Este tipo de emulsión en la industria petrolera se denomina emulsión inversa.

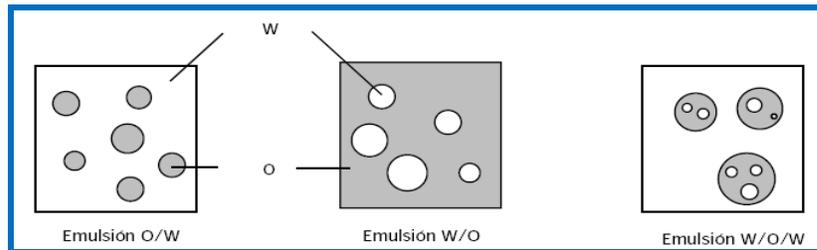
➤ **Agua en aceite (W/O):** Es una emulsión en la cual las gotas de agua (W) están dispersas en el aceite (O). Conocida en la industria petrolera como emulsión normal.

➤ **Aceite en agua en aceite (O/W/O):** Se dice que se tiene una emulsión múltiple de tipo O/W/O, cuando en una emulsión de W/O el agua contiene en su interior gotitas de aceite.

➤ **Agua en aceite en agua (W/O/W):** Se dice que se tiene una emulsión múltiple de tipo W/O/W, cuando en una emulsión de O/W el aceite contiene en su interior gotitas de agua. En la figura 2.3 se observan los diferentes tipos de emulsión.



**Figura 2.2 Microfotografía de una emulsión de agua en aceite (López, 2004).**



**Figura 2.3 Tipos de emulsión (Salager, 1999).**

#### **2.4.2 Producción de emulsiones de agua en petróleo**

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies

de actividad interfacial presentes en el crudo. Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

En los pozos que producen por levantamiento por gas (*gas-lift*), la emulsión es causada principalmente en dos lugares: en el punto donde el “gas lift” es introducido y en el cabezal del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en el cabezal del pozo o en el equipo de superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en el fondo del pozo, en el punto de inyección de gas.

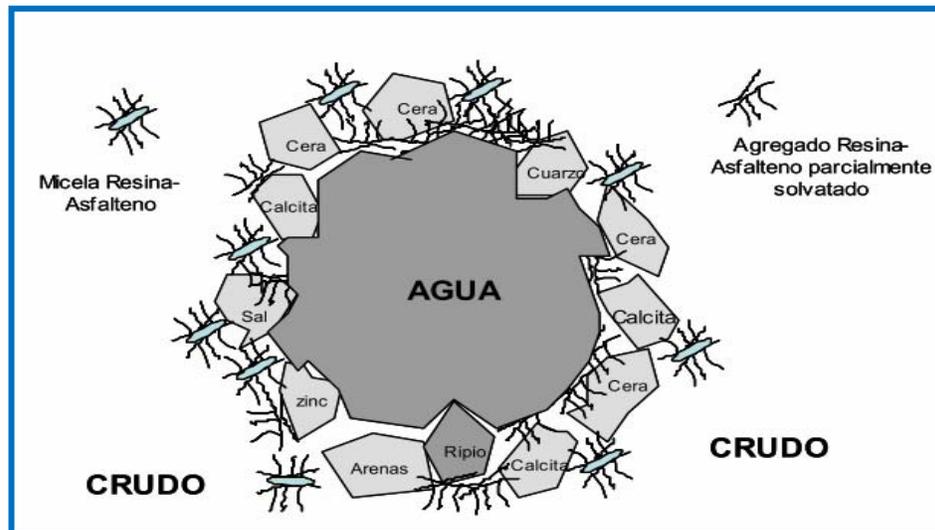
En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB) (Marfisi, Salager, 2004).

### **2.4.3 Agentes emulsionantes**

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, esquitos, finos de formación, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas asfaltenos, precipitados.
- Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. (Marfisi, Salager, 2004).

En la figura 2.4 se muestra la representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.



**Figura 2.4 Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo (Marfisi, Salager, 2004).**

#### **2.4.4 Ruptura de emulsiones**

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

➤ **Tensión interfacial.** Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requiere varias horas de contacto para obtener un valor estable.

A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden conducir el IFT a los valores cerca de 15 microneuton por metro (mN/m). Mientras que los asfaltenos la reducen en 25mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es en el orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas de asfaltenos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

➤ **Propiedades reológicas interfaciales.** Generalmente cuando la interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intenta restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia la interfase presenta una cierta elasticidad. (Marfisi, Salager, 2004).

#### **2.4.5 Prevención de la formación de emulsión de agua en aceite**

Las emulsiones se forman en el aparataje de producción del pozo y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos recomiendan inyectar los surfactantes a fondo del pozo para prevenir la formación de emulsión. Las recomendaciones anteriores no siempre es posible lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducirla al máximo las condiciones que favorezcan la formación de emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación.

En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas disuelto saliendo de la solución conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye junto con la mezcla bifásica agua-aceite a través de accesorios y restricciones en la tubería de producción, pasa por supuesto lo mismo cuando se utiliza levantamiento artificial por gas. Esta turbulencia puede ser reducida, pero no eliminada, instalando un estrangulador de fondo. Este estrangulador reduce la estabilidad de la emulsión por las siguientes causas:

- a) Hay menos presión diferencial.
- b) La temperatura de fondo de pozo es considerablemente más alta que la temperatura en la superficie.
- c) Hay flujo laminar para una gran distancia de corriente debajo del estrangulador de fondo, y por lo tanto menos turbulencia.

Actualmente, el 90 % de las técnicas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para romperlas, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento. (Marfisi, Salager, 2004).

### 2.4.6 Mecanismo de ruptura de la emulsión de agua en aceite

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys Daveis en 1971 estas etapas se reducen a tres:

#### **Etapa 1. Acercamiento macroscópico de las gotas**

Cuando las gotas de fase dispersas son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basadas en la suposición de gotas esféricas, rígidas) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna), pero si son menores de 5µm está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\mu_e} = f_s \cdot r^2 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$V_H = V_s \cdot \frac{1 + \frac{\mu_e}{\mu_i}}{1 + \frac{2}{3} \cdot \mu \frac{e}{\mu_i}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

Vs= velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

VH= velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ1= densidad de agua (g/cm<sup>3</sup>).

ρ2= densidad del crudo (g/cm<sup>3</sup>).

g= aceleración de gravedad (cm/s<sup>2</sup>).

r= radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

μe= viscosidad de la fase externa (cp).

μi= viscosidad de la fase interna (cp).

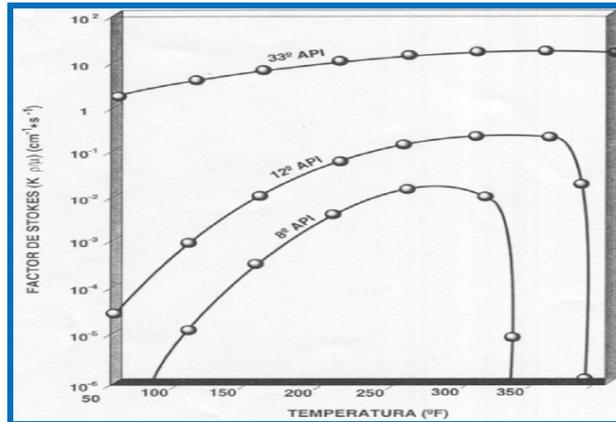
f s= factor de Stokes (1/cm.s).

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensen. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados, para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación anterior, la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en temperatura. En la figura 2.5 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ( $f_s = V_s/r^2$ ) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la viscosidad incrementa la temperatura. (Marfisi, Salager, 2004).

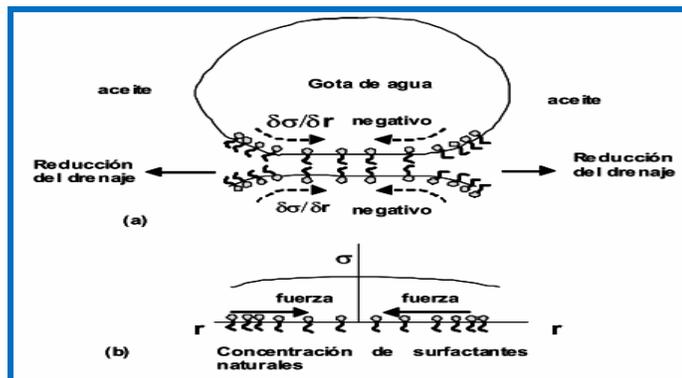
## Etapa 2. Drenaje de la película

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película” donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

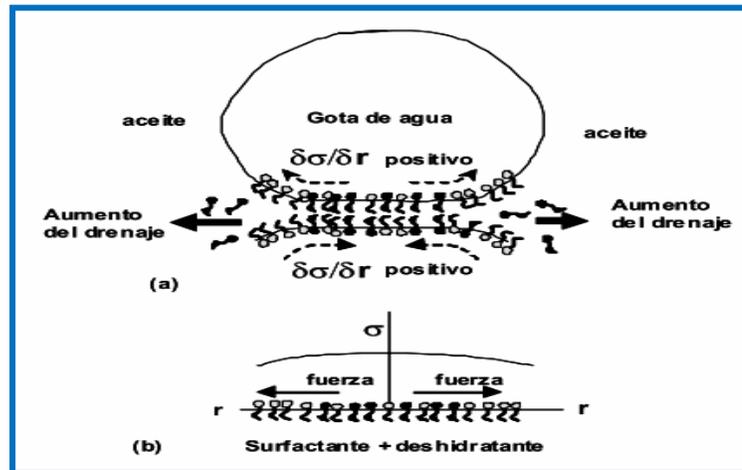


**Figura 2.5 Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API (Marfisi, Salager 2004).**

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye. El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales absorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, tal como se muestra en la figura 2.6 (Marfisi, Salager, 2004).



**Figura 2.6 (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película (Marfisi, Salager, 2004).**



**Figura 2.7 (a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película. (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película (Marfisi, Salager, 2004).**

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de desemulsionantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, figura 2.7 (a), (b).

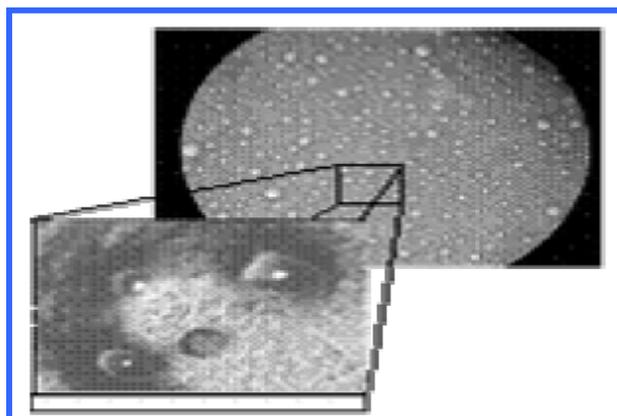
El acercamiento también puede ser demorado por fenómenos eléctricos como el efecto electroviscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). (Marfisi, Salager, 2004).

### **Etapas 3. Coalescencia**

La coalescencia se define como un fenómeno invariable en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno reduce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas. Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase interna (Marfisi, Salager, 2004).

### **2.5 DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS**

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



**Figura 2.8 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo (Marfisi, Salager, 2004)**

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O); como se muestra en la figura 2.8 (Marfisi, Salager, 2004).

### **2.5.1 Métodos de deshidratación**

Los métodos de deshidratación combinan efectos cuyo propósito es eliminar los agentes naturales o modificar suficientemente sus propiedades, con lo que promueven el acercamiento de las gotas para facilitar su coalescencia. Hay diversos métodos para la deshidratación de los crudos:

- A. Método químico:** consiste en la inyección proporcional de un agente químico diseñado para desestabilizar la emulsión, llamado desemulsionante, hay varias teorías que tratan de explicar el efecto que los compuestos químicos demulsificantes producen sobre las emulsiones. Las teorías más importantes son:
- a)** Con la adición de productos químicos se trata de invertir la emulsión; es decir, una emulsión de agua-petróleo se trataría de convertir en una emulsión de petróleo- agua. Durante este proceso se alcanzaría la condición intermedia de separación completa de las dos fases.
  - b)** La acción de los compuestos químicos desemulsionantes hace que la película del agente emulsionante, que rodea las gotas de agua, adquiera una rigidez quebradiza hasta provocar una contracción que causa el rompimiento de la película, con lo cual las gotas de agua se juntan y decantan.
  - c)** La adición de surfactantes a una emulsión causa una reducción notable de la tensión superficial entre los líquidos en contacto,

permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decanten. Esta es la teoría que se considera más importante, por ser la más moderna y aceptada. (Mindiola 2005). En la figura 2.9 se muestra la instalación típica de un sistema de tratamiento químico en una estación de flujo.



**Figura 2.9 Instalación típica de un sistema de tratamiento químico en una estación de flujo (Mindiola, 2005).**

**B. Método mecánico:** la aplicación exclusiva de estos métodos para romper las emulsiones es bastante limitada. Sin embargo, cada día aumenta el uso de dispositivos basados en agentes mecánicos para ayudar a deshidratar el crudo con los desemulsionantes químicos. En la figura 2.10 se muestra un tratador horizontal.

- **Aplicación de calor:** el calentamiento produce una disminución exponencial sobre la viscosidad del crudo, y aumenta la diferencia de densidades entre las dos fases. Al elevarse la temperatura, disminuye la densidad de la fase continua (petróleo). El agua es menos sensible a los cambios de temperatura y prácticamente permanece constante; además, aumenta la cantidad de energía en el sistema y causa un movimiento de las gotas de agua, debido principalmente a corrientes térmicas. Esto induce a mayor número de colisiones de las gotas de agua, produciéndose la unión y caída de las mismas. Este método presenta la desventaja de que,

debido al calentamiento, genera pérdida de los hidrocarburos más livianos y volátiles del petróleo, gastos en el consumo de gas combustible y el riesgo de ocurrir precipitaciones de ciertas sales del crudo, como los sulfatos de sodio y calcio cuya solubilidad decrece con la temperatura; si esto llega a ocurrir, al usar altas temperaturas se formarán suspensiones coloidales. (Mindiola 2005).

- **Lavado:** consiste en hacer pasar la emulsión a través de un colchon de agua, generalmente caliente, para provocar la disolución de las gotas de agua suspendidas, se aplica en los tanques de lavado inyección de agua caliente.
- **Reposo:** su aplicación es necesaria, especialmente en los casos de emulsiones desestabilizadas, en las cuales permite la separación del agua y del petróleo en un tiempo adecuado para las operaciones.
- **Centrifugación:** se basa en el principio de separar el agua del crudo por diferencias de densidades con la acción de una fuerza centrífuga. Su uso comercial en el área petrolera no es común.

### C.

#### Método

**eléctrico:** este método se utiliza en combinación con los métodos químicos y mecánicos en la deshidratación de crudo. Consiste en utilizar un campo eléctrico, relativamente fuerte, que induce una orientación polarizada de cargas sobre las moléculas en la superficie, de las gotas de agua; los cambios de polaridad del campo eléctrico aplicado ocasionan una alta frecuencia de choques entre las gotas de agua, con lo que se acelera la coalescencia y se reduce significativamente el tiempo de reposo requerido para tratar el crudo. En las figuras 2.11 y 2.12 se muestra el deshidratador electrostático y el deshidratador termoeleostático.

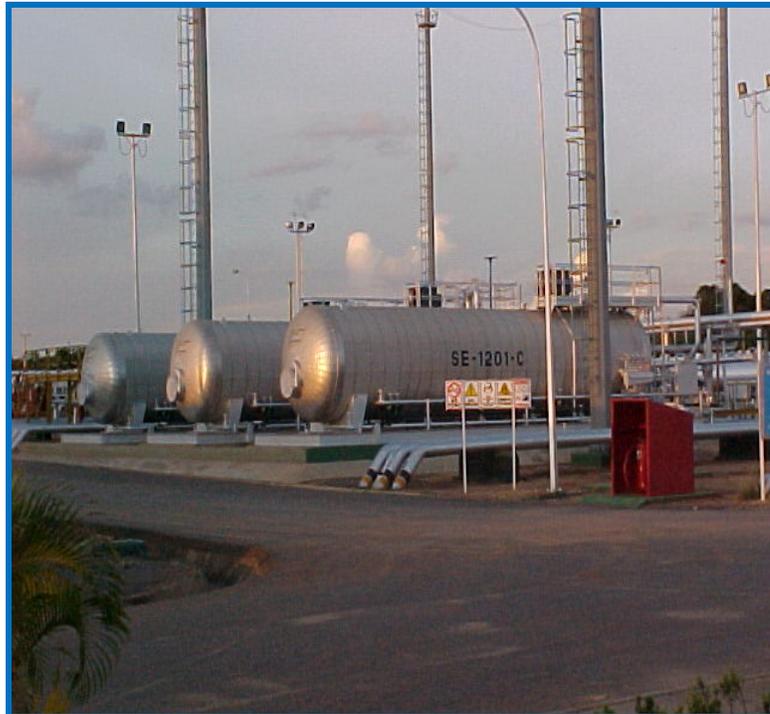


**Figura 2.10 Método mecánico: tratador horizontal (Mindiola, 2005).**

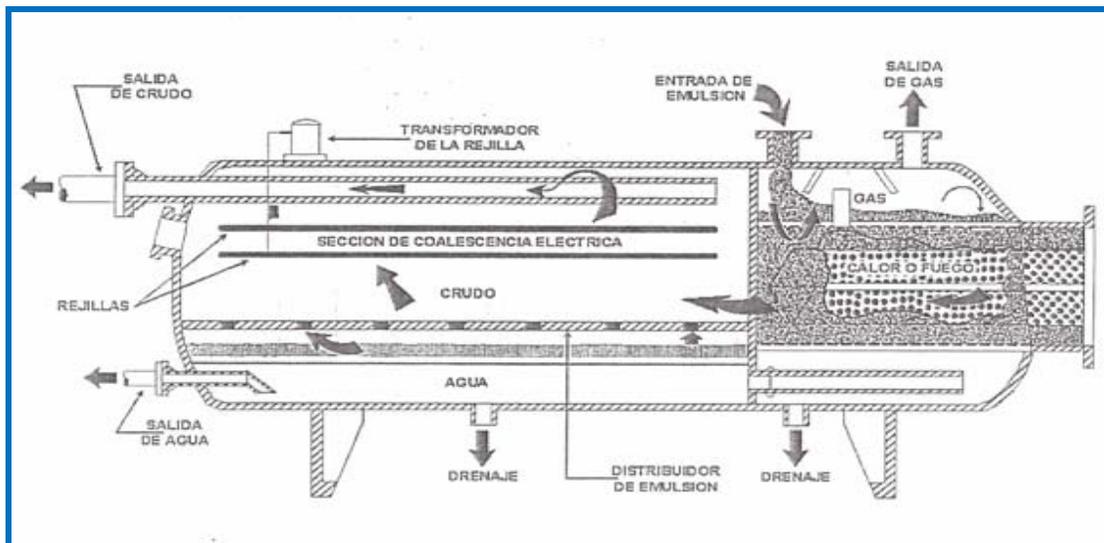
## **2.6 DESALACIÓN DEL PETRÓLEO**

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases de agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

El desalado de campo reduce la corrosión corriente aguas abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamientos). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no causen los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental. En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado está directamente relacionado con el porcentaje de agua y la concentración de salinidad de la fase acuosa (en ppm de NaCl) (Marfisi, Salager, 2004).



**Figura 2.11 Deshidratador electrostático (Mindiola 2005).**

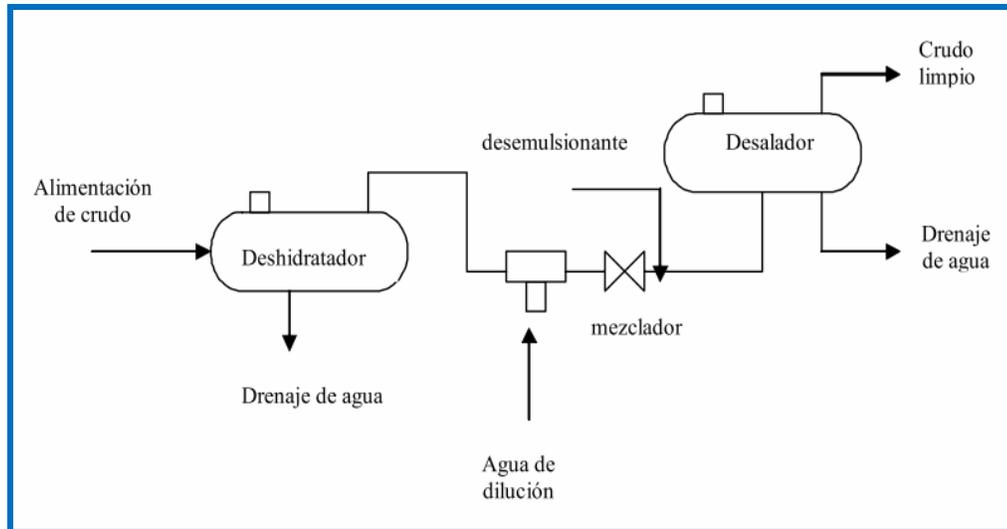


**Figura 2.12 Deshidratador termoelectroestático (Mindiola, 2005).**

El desalado se realiza después del proceso de rompimiento de la emulsión en deshidratadores electrostáticos y consiste de los siguientes pasos:

1. Adición de agua de dilución al crudo.
2. Mezclado de agua de dilución con el crudo.

3. Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida (Marfisi, Salager, 2004). En la figura 2.13 se muestra el sistema convencional para la deshidratación y desalado de crudos.



**Figura 2.13 Sistema convencional de la deshidratación y desalado de crudo (Marfisi, Salager, 2004).**

### 2.6.1 Etapas del proceso de desalación electrostática

Son las siguientes:

➤ **Inyección de agua fresca.** Tiene por objetivo mezclar el agua salada presente en el crudo con agua fresca para disminuir la concentración de sales (dilución de la salmuera) y evitar la cristalización. El volumen de agua fresca inyectado debe ser suficiente para que garantice una suficiente dilución.

➤ **Mezcla crudo-agua fresca.** Ocurre en las válvulas de mezcla o en las válvulas emulsionantes y tiene por objetivo formar una emulsión con gotas de agua lo suficientemente pequeñas como para promover el contacto íntimo entre el agua salada y el agua fresca.

➤ **Coalescencia.** Una vez lograda la dilución de la sal por medio del contacto del agua salada con el agua fresca, se debe promover un aumento de tamaño de las gotas de agua para facilitar la sedimentación. En la desalación electrostática esto se logra por medio de la coalescencia ayudada por la presencia de un campo eléctrico. El voltaje de dicho campo da lugar a una polarización de las gotas y a una atracción entre las mismas, originando su unión para hacer gotas cada vez más grandes. Estas gotas crecen a una velocidad altísima, incrementando cada vez más su tamaño y dando lugar a una separación y sedimentación casi instantánea del agua presente en el crudo.

➤ **Remoción del agua.** Se logra mediante un sistema de control de nivel generalmente sensible a una de las propiedades que diferencian la fase acuosa de la fase aceitosa y crudo (Guerra, 2007).

### **2.6.2 Proceso de desalación en la empresa Petromonagas**

La unidad de desalación, se encuentra ubicada entre el primer y segundo tren de precalentamiento. El objetivo de esta unidad es disminuir el contenido de sales presentes en el crudo diluido (DCO) proveniente del campo de producción COPEM, hasta los niveles de especificación requeridos para minimizar la corrosión de los equipos.

El crudo diluido alimentado por las bombas P-5301A/B/C de los tanques TK-5301 y 5302 pasa a través del primer tren de precalentamiento conformado por los intercambiadores E-1101 A/B (Nafta Pesada del DRU), E-1102 A~D (DRU producto) y E-1103 (Vapor de alta presión), este último controla la temperatura de entrada a los desaladores a través del control TIC-11218, ajustando el flujo de vapor. El propósito de esta sección de precalentamiento es aumentar la temperatura del crudo diluido de 100 a 300 °F, que es la temperatura de operación de los desaladores D-1201 A/B.

El exceso de salmuera de los desaladores D-1201 A/B es purgado por las válvulas LV-12001/LV-12003, ubicadas en la línea de purga, manipuladas por los controladores indicadores de nivel LIC-12001 y LIC12003. Este flujo es mezclado con el exceso de agua despojada de la Unidad Despojadora de Agua Agría (SWS), disminuyendo su temperatura a 100 °F por el enfriador de Aire AF-1201 y un Intercambiador de calor (E-1201 A/B), y enviada a la planta de tratamiento de agua de desecho (WWT).

Las especificaciones requeridas en el sistema de desalación son: reducir el contenido de sales en el crudo diluido a 2 PTB (lb de sal / 1000 Bls de DCO); el contenido máximo de agua en el crudo desalado a 1,0 % v/v y el contenido máximo de aceite y grasas en la salmuera efluente de 200 ppm (González, 2009).

### **2.6.3 Tipos de Desaladores**

➤ **Baja velocidad:** En el diseño de los desaladores de baja velocidad la emulsión de crudo – agua es introducida a la fase de agua a través de un canal invertido. Los sólidos y baches grandes de agua se asientan inmediatamente y el crudo fluye lentamente hacia la capa de crudo localizada entre el electrodo inferior energizado y la fase de agua. La mayor parte de la coalescencia y asentamiento del agua ocurre en esta región. El crudo pasa después por un área de alto gradiente de voltaje ubicado entre los dos electrodos donde ocurre la limpieza final de crudo.

➤ **Cyletric de forma cilíndrica:** En el desalador cilíndrico el crudo es inyectado a alta velocidad en dos o tres lugares en forma de “plane jets” entre los dos electrodos, a lo largo de una línea paralela a los electrodos. El electrodo

superior está protegido de manera de prevenir la acumulación del crudo desalado, mientras un poco de emulsión es atrapada por debajo de la región de alto gradiente de voltaje. El crudo desalado sube por las paredes del recipiente y es tomado en el tope para ser procesado.

➤ **Cylectric en forma esféricos:** El desalador esférico (electroesfera) es similar en principio al desalador cilíndrico, con la diferencia que el crudo es inyectado en un solo lugar entre los electrodos en el centro de una gran esfera.

➤ **Howe-Baker:** El desalado Howe-Baker se asemeja al desalado de baja velocidad con la diferencia en el sistema de inyección del crudo. En este diseño, la emulsión de agua y crudo es introducida a la fase de crudo por debajo del electrodo inferior energizado mediante una tubería de distribución.

➤ **Dual Polarity NATCO:** Son tanques presurizados horizontales en los cuales los electrodos están colocados como placas (rejillas) verticales en lugar de horizontales. Las rejillas van colocadas a lo largo del desalador, con polaridades diferentes (una negativa, la siguiente positiva, la otra negativa, etc.) de corriente continua. NATCO garantiza que de esta manera hay una mejor distribución del campo eléctrico a través de las rejillas energizadas. (Guerra, 2007). En la figura 2.14 se visualiza los tipos de desaladores.

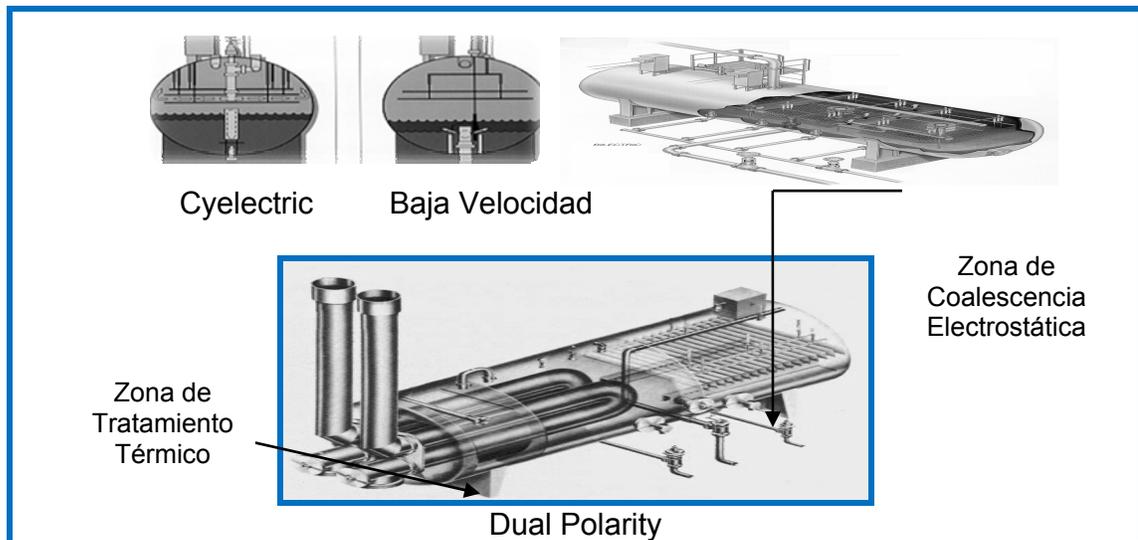
#### **2.6.4 Efectos de las principales variables sobre el proceso de desalación**

La eficiencia global de los desaladores está afectada por varios parámetros operacionales. Algunos de los factores más influyentes incluyen:

➤ **Flujo de alimentación de crudo:** si la carga de crudo se incremento por encima de la capacidad de diseño del sistema de desaladores, ocurrirá una disminución de la eficiencia del desalado.

➤ **Gravedad específica del crudo:** las emulsiones pueden romperse en fases diferenciadas de aceite y agua debido a que el agua tiene mayor densidad a la mayoría de los crudos. La ley de Stokes (descrita anteriormente) establece que mientras mayor sea la diferencia de densidad entre el crudo y el agua más rápida será la separación entre esos dos líquidos.

El término diferencial de densidad crudo/agua de la ley de Stokes, tiene importancia decisiva en la desalación. En primer lugar, explica porque los crudos de baja gravedad API (mayor densidad) son simultáneamente más difíciles de desalar. Cuando la densidad del crudo se acerca a la del agua, las gotas viajan a través del crudo a una velocidad mucho menor. La viscosidad es también un factor influyente ya que crudos de baja gravedad API son usualmente más viscosos que los de mayor gravedad API.



**Figura 2.14 Tipos de desaladores (Nuñes, 2006).**

➤ **Temperatura en el desalador:** la temperatura en el desalador debe mantenerse en el rango para el cual se diseñó el sistema; fuera de este rango puede esperarse una pérdida de eficiencia del desalador, a temperaturas excesivas pueden provocar una mala operación debido al desprendimiento de gases del crudo a una mayor conductividad eléctrica del mismo. En general, una mayor temperatura en el desalador, sin llegar a los niveles problemáticos, tiene efectos beneficiosos en la velocidad de resolución de la emulsión.

Los efectos de la temperatura sobre la operación del desalador son:

- Incrementar la diferencia de densidad entre las fases crudo y agua.
- Disminuir al mismo tiempo la viscosidad de la fase continua (crudo) para favorecer la coalescencia de las gotas de agua y su posterior decantación.
- La temperatura de operación en los desaladores comerciales oscila generalmente entre los 90 y 150 °C, siendo los rangos más comunes entre 127 y 143 °C.
- El efecto de la temperatura es fuerte sobre la disminución de la viscosidad del crudo, pero más bien moderado sobre la diferencia entre las dos fases.

Se recomienda incrementar la temperatura cuando se presentan cambios de alimentación con cargas más pesadas, ya que el incremento de temperatura compensa en parte la mayor viscosidad de la carga.

Para cargas con densidad muy cercana a la del agua, no se recomienda el incremento de temperatura como medio único para mejorar la separación. La diferencia de densidad resultante entre la fase acuosa y oleica sería suficiente para promover la fuerza impulsada requerida en la separación. En estos casos se recomienda recurrir a la dilución del crudo a ser alimentado.

➤ **Presión:** la presión en el desalador debería estar al menos 20 psi por encima de la presión de vapor de la mezcla de crudo y de agua dentro del recipiente del desalador. Esto previene la vaporización del crudo y del agua dentro del recipiente. Si por alguna razón disminuye la presión en el sistema, podría ocurrir gasificación. Los síntomas de este fenómeno son la formación de arcos eléctricos en la zona de los electrodos. Variación en la lectura del voltímetro, excesiva cantidad de agua en el crudo saliendo del desalador y pobre remoción de sal.

➤ **Caída de presión en la válvula de mezcla:** las funciones de la válvula de mezcla son generar una emulsión con tamaños de gota de agua lo suficientemente pequeñas como para asegurar estadísticamente el contacto de las gotas de agua salada con las de agua fresca y garantizar así la dilución de la salmuera. Los rangos óptimos de caída de presión son de 5 a 12 psi para crudos 25-45 °API y de 10 a 20 psi para crudos de 15– 24 °API.

➤ **Agua de lavado:**

- **Relación óptima:** el criterio principal para definir el volumen de agua a inyectar en el contenido de sales (medido en PTB) y el BSW en el crudo desalado. Los valores más usuales del contenido de sal varían entre 10 y 2.000 PTB, siendo comunes valores de 20 – 80 PTB. En la mayoría de los desaladores comerciales, la inyección de agua se mantiene entre 6 y 8% de la alimentación. La relación óptima se obtiene sin embargo, variando el flujo de agua de lavado y midiendo el contenido de sal y BSW en el crudo desalado.

➤ **Efecto de una baja inyección de agua:** el efecto principal de la inyección insuficiente de agua de lavado es una baja dilución de la salmuera que forman las gotas de agua del crudo. Esto es debido que a la población de gotas de agua en el crudo es también baja, a medida que aumenta la distancia entre las gotas de agua, la polarización inducida de las gotas expuestas al campo eléctrico al desalador, es muy leve como para promover una efectiva coalescencia.

➤ **pH del agua de lavado:** el pH del agua de lavado para la desalación, tiene un efecto significativo en el rendimiento del desalador. Lo óptimo es mantener este pH en el rango neutro, entre 5.5 y 7.5, pH inferiores pueden provocar corrosión en el desalador. Es más común tener en las refinerías agua de lavado de alto pH debido a que se utiliza agua agria despojada, la cual contiene niveles altos de amoníaco. Si el pH del agua de lavado es muy alto (>7,5), puede promover la estabilización de la emulsión, causando problemas de arrastre de aceite al efluente y pobre deshidratación del crudo.

➤ **Densidad de voltaje:** viene representada por el campo eléctrico, es la principal fuerza impulsada en la etapa de la coalescencia de las gotas de agua. La densidad eléctrica es una variable de diseño del fabricante y en algunos

desaladores no puede ser modificada. Existen, sin embargo, algunos desaladores comerciales en los que se puede modificar esta variable. En la práctica esta es la última variable que se modifica en los desaladores, ya que cualquier aumento de eficiencia en la deshidratación del crudo vendrá acompañado de un mayor consumo de energía.

➤ **Nivel de agua en el desalador:** la interfase en el desalador, o sea la región de transición donde se unen el crudo y el agua, debe mantenerse por debajo del nivel de los electrodos, pero no tan bajo que provoque aumento del arrastre de aceite al agua de efluente. Si el nivel de la interfase llega a la zona de los electrodos, se provocaría un cortocircuito.

➤ **Interfase de lodo:**

- a) Cada recipiente está equipado con drenajes de interfase de lodos, el cual puede ser usado para remover cualquier acumulación de sólidos o emulsiones estabilizadas que podrían ocasionar variaciones en la operación normal.
- b) La frecuencia de operación de los drenajes debe ser determinada por la experiencia del operador
- c) La formación de una capa de lodo puede ser determinada por el chequeo de muestras de interfase (Guerra, 2007).

### **2.6.5 Unidad de desalación de crudo de la empresa Petromonagas**

Está conformada por los siguientes en equipos (González, 2009):

- Dos desaladores electrostáticos en configuración paralelo.
- Intercambiadores de enfriamiento por aire.
- Intercambiadores de tubo y carcaza.
- Bombas de recirculación de salmuera.
- Bombas de retiro de salmuera.
- Bomba de inyección de agua de servicio (como agua de lavado).
- Paquete de inyección de desemulsionante

### 3. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este proyecto se emplearon varias etapas, en las cuales se utilizaron diversas metodologías y técnicas que a continuación se explican detalladamente.

#### 3.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE MUESTRAS DE PETRÓLEO DILUIDO (16 °API) PROCEDENTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Para el estudio se utilizó un crudo diluido procedente de la Faja Petrolífera del Orinoco, con una gravedad de 16 °API. La limitación a un solo crudo se debió a las dificultades de obtener muestras representativas de otros crudos manejados por otras empresas operadoras de la Faja. Este crudo diluido fue previamente deshidratado en la estación de flujo y enviado a la empresa Petromonagas para su mejoramiento. A partir del crudo deshidratado se realizó la caracterización del mismo.

**3.1.1 Porcentaje de agua y sedimentos (método ASTM D-96):** esta prueba permitió determinar la cantidad de agua y sedimentos (%AyS) presentes en las muestras de petróleo o crudo, utilizando la norma ASTM D-96. El procedimiento consistió en añadir en 2 tubos de centrifuga de 12,5 ml de capacidad, 6,25 ml de crudo y 6,25 ml de solvente xileno. Se agitó vigorosamente, luego se centrifugó durante 10 minutos a 1.500 rpm; los equipos se muestran en la figura 3.1.



**Figura 3.1 Centrifuga y tubos para la determinación del %AyS.**

El contenido de agua y sedimentos se obtuvo multiplicando la lectura medida del agua y sólidos separados por cien y dividiéndose entre el volumen de la muestra, como se muestra en la ecuación 3.1:

$$\% \text{Agua y sedimentos} = \frac{\text{Volumen de agua y sedimentos total} \times 100}{\text{Volumen de la muestra}}$$

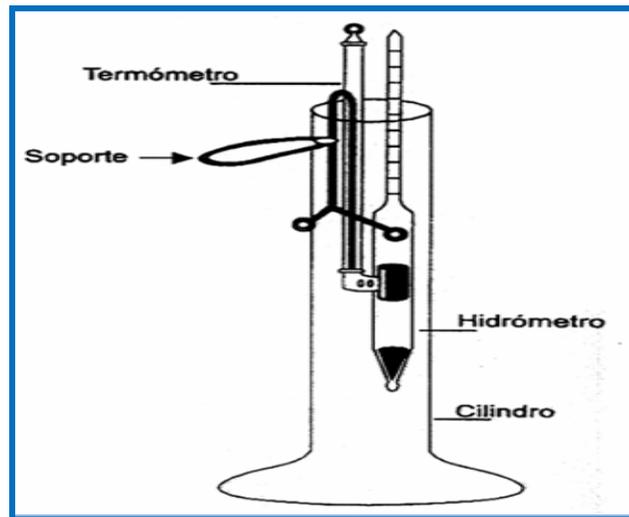
(Ec.3.1)

En el ensayo se obtuvo, por repetición, un volumen de 0,8 ml de agua y sedimentos separados del crudo, obteniéndose:

$$\% \text{Agua y sedimentos} = \frac{0,08 \text{ ml} \times 100}{10 \text{ ml}}$$

% A y S = 0,8%

**3.1.2 Gravedad API (ASTM D-287):** este ensayo permite clasificar los crudos de acuerdo a su gravedad en una escala de °API, medida con un hidrómetro según la norma ASTM-287. Para tal fin, se vertió una muestra de crudo en un cilindro limpio de 500 ml, evitando la formación de burbujas. Se introdujo el hidrómetro y se dejó que flotara libremente hasta que se estabilizara sin que tocara las paredes del cilindro, como se muestra en la figura 3.2. Posteriormente, se leyó la lectura en el punto donde la superficie del líquido marcó la escala del hidrómetro, figuras 3.3. La gravedad API leída se corrigió a la temperatura de 15,6 °C (60°F); esta corrección se muestra en la tabla 3.1.



**Figura 3.2 Equipos y montaje usado para la determinación de la gravedad API.**

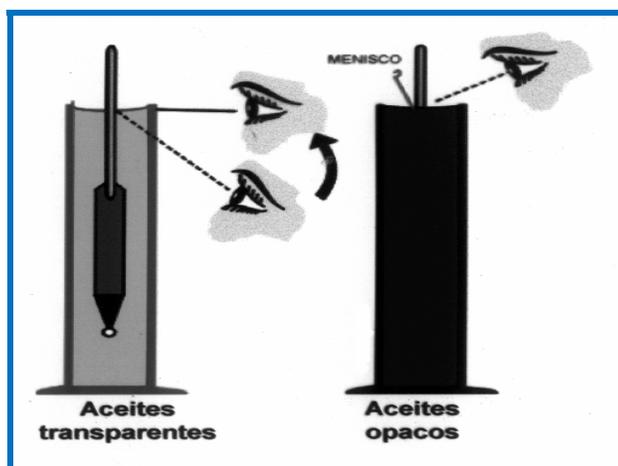


Figura 3.3 Medición de la lectura en el hidrómetro.

Tabla 3.1 Valor de gravedad API leído en el hidrómetro y corregido a 60 °F.

Gravedad leída a 85 °F	Gravedad API corregida a 60 °F
17,5	16

**3.1.3 Densidad (método del picnómetro):** esta propiedad junto con la gravedad API, permite determinar cuán pesado o liviano es un crudo. El ensayo se realizó pesando inicialmente el picnómetro vacío de 50 ml, luego vertiendo el crudo hasta el tope, se tapó, colocándose el picnómetro en forma vertical y limpiando el exceso de crudo que iba saliendo por el orificio de la tapa. Se pesó el picnómetro lleno con el crudo y por diferencia de pesada se determinó la masa de crudo en el picnómetro. Luego se dividió esta masa entre el volumen del picnómetro usado y se obtuvo la densidad del crudo. En la figura 3.4 se muestra los equipos usados para la medición de la densidad del crudo. En la tabla 3.2 se reportan los datos obtenidos para el cálculo de la densidad.



Figura 3.4 Balanza analítica y picnómetro para la medición de la densidad.

**Tabla 3.2 Datos para el cálculo de la densidad.**

<b>Picnómetro vacío (g)</b>	29,75
<b>Picnómetro lleno (g)</b>	77,39
<b>Volumen del picnómetro (ml)</b>	50

Para calcular la densidad de crudo se utilizó la ecuación 3.2, sustituyendo los datos referidos en la tabla 3.3, así:

$$\rho = \frac{\text{peso del picnómetro lleno} - \text{peso del picnómetro vacío}}{\text{volumen del picnómetro}}$$

(Ec. 3.2)

$$\rho = \frac{(77,39 - 29,75)\text{g}}{50\text{ml}}$$

$$\rho = 0,96 \frac{\text{g}}{\text{ml}}$$

**3.1.4 Viscosidad absoluta (COVENIN 05777-1999):** el procedimiento consistió en verter la muestra de crudo en un vaso de precipitado, luego se seleccionó un eje (comúnmente llamado “spindle”), agitando a una velocidad rotacional (rpm) dada. Se realizó la selección adecuada del torque, en un rango de 45 a 95% para una mayor precisión, de esta manera se obtuvo la viscosidad absoluta directamente del viscosímetro Brookfield, figura 3.5.

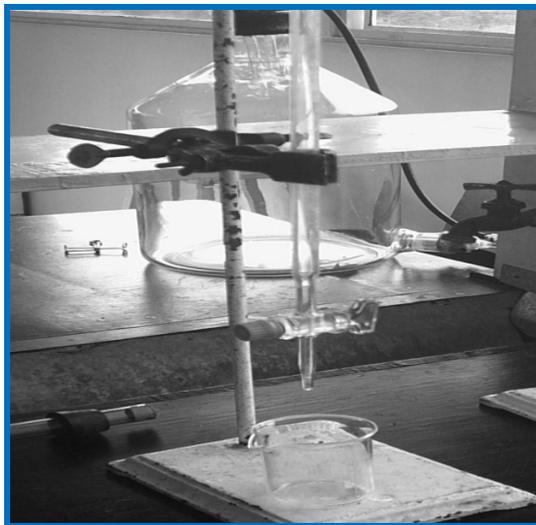


**Figura 3.5 Viscosímetro Brookfield.**

**3.1.5 Umbral de floculación de asfaltenos:** permite determinar el punto de floculación de los asfaltenos precipitándolos en n-heptano, usando como

referencia la prueba de la mancha (método no estandarizado). El principio del método consiste en la observación de las manchas formadas por una gota de muestra (crudo + n-heptano) sobre papel de filtro: si los asfaltenos están bien dispersos, forman una mancha redonda de color uniforme; si los asfaltenos han floculado, los agregados difusan menos sobre el papel y la mancha exhibe una aureola central.

El ensayo se realizó pesando aproximadamente 3 gramos de crudo, titulando con n-heptano y agitando manualmente. Se colocó una gota de la muestra en papel de filtro, observando el aspecto de la gota, se anotó el volumen gastado de n-heptano hasta la aparición de una aureola; la cual indicó la precipitación de los asfaltenos. En la figura 3.6 se muestran los equipos empleados para la medición del umbral de asfaltenos.



**Figura 3.6 Soporte, bureta y recipiente para la medición del umbral de asfaltenos.**

En la tabla 3.3 se reportan los datos y mediante la ecuación 3.3 se calculó el umbral de floculación de los asfaltenos.

**Tabla 3.3 Datos obtenidos para el cálculo del umbral de asfaltenos**

<b>Volumen de heptano gastado (ml)</b>	9,2
<b>masa del crudo (g)</b>	3,0803
<b>densidad del heptano (g/ml)</b>	0,68

$$\text{Umbral de asfaltenos} = \frac{\text{peso de heptano gastado}}{\text{peso de crudo + heptano gastado}} \times 100$$

(Ec. 3.3)

Sustituyendo los datos suministrados en la tabla 3.4, en la ecuación 3.3 se obtuvo:

$$\text{Umbral de asfalteno} = \frac{9,2 \text{ ml} \times 0,68 \frac{\text{g}}{\text{ml}}}{3,0803 \text{ g} + \left(9,2 \text{ ml} \times 0, \frac{68\text{g}}{\text{ml}}\right)} \times 100$$

$$\text{Umbral de asfalteno} = 67,00 \%$$

**3.1.6 Cantidad de asfalteno (IP 143-57):** el ensayo se realizó pesando aproximadamente 1 gramo de la muestra de crudo en un elermeyer, luego se le añadió aproximadamente 100 ml de n-heptano normal; la mezcla fue colocada en un baño a una temperatura de 60 °C durante 1 hora.

Transcurrido este tiempo se filtró la muestra un papel de filtro Whatman N° 42, se obtuvo en la solución de filtrado los petrolenos (ceras, aceites y resinas) y sobre el papel de filtro quedaron los asfaltenos. Posteriormente, a los asfaltenos se le agregó xileno caliente y esta solución se transfirió a un vaso de precipitado limpio y seco previamente pesado y se evaporó. Se pesó el vaso de precipitado con el asfalteno y por diferencia se obtuvo el peso del asfalteno. El resultado se reportó como porcentaje de asfalteno. En la ecuación 3.4 se muestra como fue calculado el porcentaje de asfaltenos, los valores sustituidos en esta ecuación fueron los reportados en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Datos obtenidos para la determinación del contenido de asfalteno**

<b>Peso del vaso de precipitado vacío (g)</b>	54,0969
<b>Peso del vaso de precipitado lleno (g)</b>	54,2529
<b>Peso de la muestra de crudo (g)</b>	1,0062

$$\% \text{ Asfaltenos} = \frac{(\text{peso del beaker lleno} - \text{peso del beaker vacío})}{\text{Peso de la muestra de crudo}} \times 100$$

(Ec. 3.4)

$$\% \text{ Asfaltenos} = \frac{54,2529 - 54,0969}{1,0062} \times 100$$

$$\% \text{ Asfaltenos} = 15,50 \text{ \%m/m}$$

### **3.2 PRODUCCIÓN DE EMULSIONES DE AGUA EN CRUDO DILUIDO (16 °API), SIMULANDO LAS CONDICIONES DE ALIMENTACIÓN AL EQUIPO TRATADOR PARA LA DESALACIÓN**

En la etapa anterior se determinó que el crudo estaba deshidratado con un porcentaje de agua menor a 1 %, por lo cual se procede a la siguiente etapa que es la preparación de tres emulsiones de agua en crudo, empleando agua de

lavado suministrada por la empresa Petromonagas, esta agua fue utilizada porque es un proceso de desalación, mezclando ambas fases mediante un homogeneizador ultraturrax agitación a una velocidad de 22.000 rpm por un tiempo de 10 minutos, figura 3.7.

En la tabla 3.5 se presentan las cantidades de agua y crudo en las emulsiones preparadas. El crudo fue previamente diluido con xileno en un 5 %v/v, con la finalidad de obtener la viscosidad del crudo diluido a las condiciones requeridas en planta y obtener una mejor desalación en el laboratorio.

El propósito de este objetivo fue demostrar que las emulsiones preparadas eran estables (sin separación de fases durante un período de tiempo) para aplicar el proceso de desalación mediante las dos técnicas seleccionadas. Se obtuvo que las tres emulsiones eran estables porque no hubo separación de agua en ninguna de las emulsiones, seleccionando la emulsión 1 para la etapa siguiente. La razón de ello obedeció a que generalmente, las emulsiones típicas en desalación contienen aproximadamente 10 % de agua; y en general son las más difícil de tratar.



**Figura 3.7 Preparación de la emulsión en el laboratorio.**

**Tabla 3.5 Composición de las emulsiones preparadas de agua en crudo.**

<b>Emulsión agua/crudo</b>	<b>Agua % v/v</b>	<b>Crudo % v/v</b>
1	10	90
2	15	85
3	20	80

### **3.3 SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES USANDO LOS MÉTODOS DE PRUEBAS DE BOTELLA Y EL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO DE LABORATORIO, EVALUANDO EL TIPO Y CONCENTRACIÓN DE DESEMULSIONANTE**

#### **3.3.1 Pruebas de botella**

Para la prueba de botella (método no estandarizado), la emulsión agua–crudo (emulsión 1) se vertió en las botellas de 100 ml, luego se dosificó el desemulsionante a distintas concentraciones (10, 30 y 60 ppm), figuras 3.8 y 3.9. Para el ensayo se usaron 6 productos desemulsionantes, figura 3.10, por lo cual la prueba de botella se repitió 6 veces para las tres concentraciones (10, 30 y 60 ppm), con un total de 18 ensayos posteriormente, la mezcla se sometió a un periodo de agitación mecánica utilizando un equipo construido para tal fin, figura 3.11, por espacio de 2 horas y a una temperatura de 90°C. El tiempo de reposo fue de 24 horas. Finalmente, por períodos de tiempos establecidos, en cada una de las botellas se procedió a cuantificar la cantidad de agua separada, figura 3.12.



**Figura 3.8 Adición de la emulsión agua-crudo en la botella de 100 ml.**



**Figura 3.9 Dosificación del desemulsionante a diferentes concentraciones.**



**Figura 3.10 Productos químicos desemulsionantes usados (proveedor Lipesa).**



**Figura 3.11** Agitación de la emulsión con el desemulsionante.



**Figura 3.12** Agua separada mediante el método de prueba de botella.

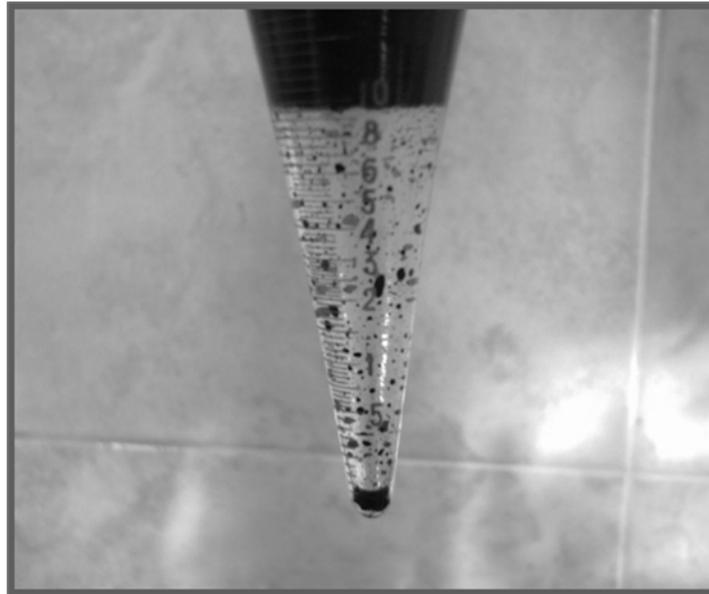
### **3.3.2 Deshidratación electrostática**

Para las pruebas de deshidratación electrostática se utilizó un equipo de laboratorio, figura 3.13, aplicando un campo eléctrico de polaridad dual (AC/DC). La dosificación de desemulsionante fue de 30 ppm con los 6 productos desemulsionante (seleccionada con la prueba de botella). La agitación realizada por medio de un agitador mecánico de la emulsión se efectuó durante un periodo de 5 minutos, a una temperatura de 98°C. Luego, la emulsión se agregó a la celda electrostática (tubo de centrifuga de 100 ml) y se aplicó un campo eléctrico durante un tiempo de 30 minutos; manteniendo la temperatura con una plancha de calentamiento, figura 3.13. La cantidad de agua separada se

cuantificó directamente en el tubo de centrifuga usando la escala del tubo, figura 3.14.



**Figura.3.13 Rompimiento de la emulsión con el deshidratador electrostático.**



**Figura 3.14 Agua separada, mediante el método del deshidratador electrostático.**

### **3.3.3 Pruebas de eficiencia**

El criterio básico para el descarte de los productos químicos desemulsionantes evaluados lo constituyen las pruebas de eficiencia Thief y Compuesta. Éstas se basan en el agua separada para un tiempo de asentamiento determinado y en el contenido de agua y de emulsión presente en una muestra de crudo

desalado recolectada cerca de la interfase crudo-agua (15 % por encima de la interfase) y luego en el crudo total (extrayendo el agua separada).

Estas pruebas se hicieron para la muestra de crudo desalado con las dos tecnologías aplicadas, después de un tiempo de separación de 24 horas de la prueba de botella y después de 30 minutos con el deshidratador electrostático. A continuación, se describe el procedimiento utilizado para cada ensayo.

#### **a) Prueba de centrifugación Thief**

Se llenó un tubo de centrifugación con 50% de solvente (xileno) y se completó con 50% del crudo desalado (recolectado a una altura aproximadamente del 15% por encima de la interfase crudo-agua). Luego se agitó el tubo vigorosamente y se llevó a la centrifuga durante 10 minutos a 1.500 rpm, figura 3.15, después de transcurrido este tiempo se leyó el volumen de agua, sedimentos y emulsión. Luego, se procedió a agregar 2 gotas de desemulsionante concentrado (*slug*), se agitó vigorosamente y una vez más el tubo fue llevado a la centrifuga por espacio de 10 minutos a 1.500 rpm. Al cabo de este tiempo se sacó el tubo de la centrifuga y se leyó la cantidad de agua y sedimentos, figura 3.16. Estas lecturas dan una idea de la cantidad de agua que quedó emulsionada en el crudo desalado y de la emulsión remanente.

#### **c) Prueba de centrifugación Compuesta**

Primeramente se separó el agua coalescida del crudo desalado contenida en la botella o en la celda del deshidratador, se agitó el crudo para homogeneizarlo. Luego, se extrajo un volumen de 50 ml de crudo y se adicionó a un tubo de centrifuga de 100 ml. A éste se adicionó también 50 ml de xileno, se tapó y colocó en la centrifugadora durante 10 minutos a 1.500 rpm. Se realizaron duplicado por cada muestra. Después de transcurrido este tiempo, se tomaron las lecturas de agua, sedimentos y emulsión. Se le agregaron 2 gotas de desemulsionante concentrado, luego se agitó vigorosamente. El tubo fue devuelto a la centrifuga y se agitó nuevamente por un tiempo de 10 minutos a 1.500 rpm. Al cabo de este tiempo se extrajo el tubo de la centrifuga y se leyó la cantidad de agua y sedimentos. Estas lecturas dan una idea de la cantidad de agua que quedó entrampada y emulsionada en el crudo deshidratado y desalado. Por último, se procedió con el mismo tratamiento a las botellas restantes, de igual manera se trabajó con las probetas usadas para las pruebas en el deshidratador electrostático.

En la tabla 3.6 se muestran los datos obtenidos en la separación de la emulsión mediante la prueba de botella, y en la tabla 3.7 con el deshidratador electrostático.



(a)



(b)

**Figura 3.15 Procedimiento para la prueba de centrifugación Thief: a) Recolección de la muestra, b) centrifugación de la muestra.**

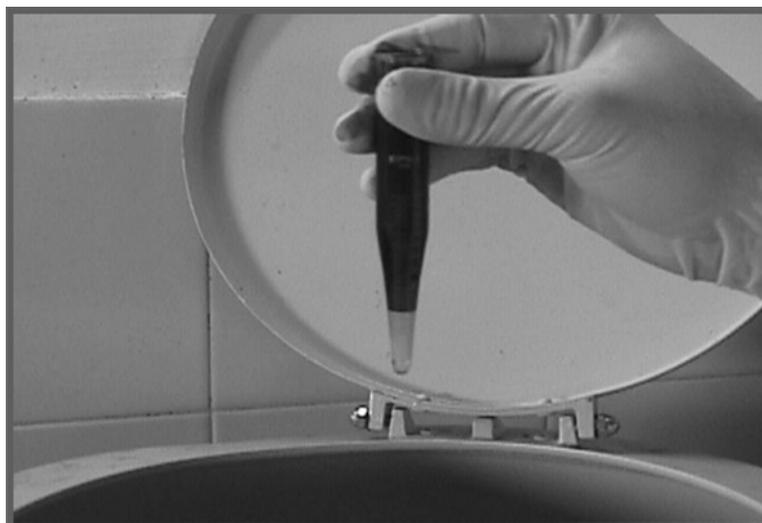


Figura 3.16 Muestra de crudo después de ser centrifugada.

Tabla 3.6 Separación de la emulsión mediante la prueba de botella.

Desemulsionante	ppm	Volumen de agua separada (ml)				THIEF (ml)		Compuesta (ml)	
		2h	4h	6h	24h	Emul	H <sub>2</sub> O	Emul	H <sub>2</sub> O
Blanco	-----	0	traza	2	5	1,8	3	0	5
L-1251	10	0	1	3	6	0	2	0	2,2
	30	Traza	2	4	10	0	0,8	0	0,8
	60	1	3	6	10	0,4	0,8	0	1
L-546-F	10	Traza	1	2	7	0	2,8	0	3
	30	Traza	1	2	9	0	1,2	0	1,2
	60	1	2	3	9	1	1,2	0	2
L-536	10	Traza	1	2	7	0	1,4	0	1,4
	30	1	3	3	8	0	1,2	0	1,2
	60	1	3	3	8	1,2	1	0	2
L-546	10	Traza	1	2	6	0	1	0	1,6
	30	Traza	2	3	8	0	1	0	1
	60	1	2	3	9	1,2	1	0	2
L-552	10	0	2	3	8	0	1,2	0	1,4
	30	1	2	3	10	0	1	0	1
	60	2	3	3	10	0	1	0	1
L-555	10	Traza	traza	2	7	0,4	1,4	0	1,8
	30	Traza	2	4	9	0	1,2	0	1,2
	60	2	3	4	9	0,8	1,2	0	2

Tabla 3.7 Separación de la emulsión mediante el deshidratador electrostático.

Volumen de agua	Thief	Compuesta
-----------------	-------	-----------

Desemulsionante	ppm	separada (ml)	(ml)		(ml)	
		½ hora	Emul	H <sub>2</sub> O	Emul	H <sub>2</sub> O
Blanco	-----	7	1	0,8	0,8	1,2
L-1251	30	10	0	0,4	0	0,6
L-546.F	30	10	0	0,8	0	0,8
L-536	30	10	0	0,8	0	0,8
L-546	30	10	0	0,8	0	0,8
L-552	30	10	0	0,6	0	0,8
L-555	30	10	0	0,8	0	0,8

### 3.4 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESALACIÓN, SELECCIONANDO LOS MEJORES DESEMULSIONANTES PARA EL CRUDO ESTUDIADO

Para la determinación de la eficiencia de los productos desemulsionantes se procedió a recolectar el agua separada del crudo desalado mediante la prueba de botella y el deshidratador electrostático, respectivamente. A esta agua se le determinó la concentración de iones cloruros de la siguiente manera: se adicionaron 4 ml de la muestra a un elermeyer, se completó con agua destilada hasta 50 ml, agregando 1 ml del indicador cromato de potasio (K<sub>2</sub>CrO<sub>7</sub>) al 5% m/v, titulando con nitrato de plata 0.0134 N. La prueba finalizó cuando la muestra pasó de amarillo a rojo ladrillo (punto final de la titulación); los valores de la muestra y del agente titulante gastados se reportan en las tablas 3.8 y 3.9. La concentración de los iones cloruros, presentes en las sales disueltas (NaCl, KCl, MgCl, CaCl, etc.) en el agua separada del crudo desalado, se determinó por la ecuación 3.5.

**Tabla 3.8 Datos obtenidos para el cálculo de los cloruros por medio del deshidratador electrostático**

Producto desemulsionante	Volumen de la muestra (ml)	Nitrato de plata gastado (ml)
L-1251	4	0,8
L-546-F	4	0,7
L-536	6	0,9
L-546	6	0,9
L-552	6	0,7
L-555	4	0,7

**Tabla 3.9 Datos obtenidos para el cálculo de cloruros en el agua separada mediante la prueba de botella.**

Producto desemulsionante	Volumen de la muestra (ml)	Nitrato de plata gastado(ml)
L-1251	4	0,7
L-546-F	4	0,6
L-536	4	0,5
L-546	4	0,5
L-552	4	0,4
L-555	4	0,6

$$[Cl^-] = \frac{V_{AgNO_3} \times N_{AgNO_3} \times 35,45}{\text{volumen de muestra}} \times 1000$$

(Ec. 3.5)

donde:

$[Cl^-]$  = concentración de iones cloruros en las sales presentes en el agua (ppm)

$V_{AgNO_3}$  = volumen de nitrato de plata gastado (ml)

$N_{AgNO_3}$  = concentración del nitrato de plata (normalidad)

Para el cálculo de los ppm de iones cloruros presentes en el agua separada mediante desalación electrostática del crudo, se sustituyeron los valores de la tabla 3.8 en la ecuación 3.5. Este procedimiento se efectuó para cada producto desemulsionante. Un ejemplo de cálculo es el siguiente para la muestra con el desemulsionante L-1251:

$$[Cl^-] = \frac{0,8 \text{ ml} \times 0,0134 \times 35,45}{4 \text{ ml}} \times 1000$$

$$[Cl^-] = 95 \text{ ppm}$$

Posteriormente, se realizó la transformación de unidades para llevar los ppm la unidad PTB (libras de sal/1000 barriles de crudo), de la siguiente manera:

$$Cl^- \frac{mg}{l} \times \frac{1g}{1000mg} \times \frac{1kg}{1000g} \times \frac{159 l}{1 bbl} \times \frac{1 lb}{0,46 kg} = \frac{lb}{bbl} \times 1000$$

$$PTB[Cl^-] = ppm[Cl^-] \times \frac{159}{1000 \times 0,46}$$

$$PTB[Cl^-] = ppm [Cl^-] \times 0,3456 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Por ejemplo, para la muestra anterior:

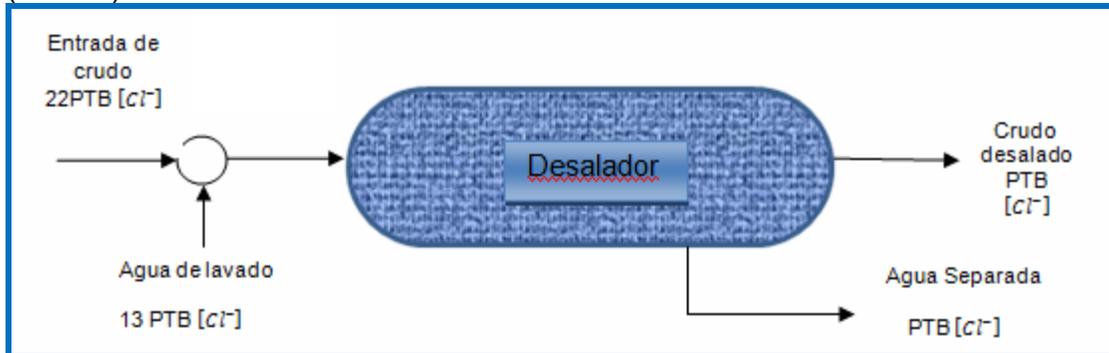
$$PTB[Cl^-] = 95 \text{ ppm} \times 0,3456$$

$$PTB[Cl^-] = 32,83 \text{ libras de } \frac{\text{sal}}{1000} \text{ bls crudo desalado}$$

Para determinar la eficiencia del proceso de desalación, se utilizó la ecuación 3.7 y el esquema para el balance de masa mostrado en la figura 3.17.

$$\% \text{ Eficiencia} = \frac{PTB_{\text{diluido}} - PTB_{\text{crudo desalado}}}{PTB_{\text{crudo diluido}}} \times 100$$

(Ec. 3.7)



**Figura 3.17 Esquema para el balance de masa en el desalador de crudo.**

Usando el diagrama de la figura 3.17, y conociendo la cantidad de iones cloruros en la corriente de alimentación (emulsión W/O: 35 PTB), obtenido de la suma de los 22 PTB presentes en el crudo y 13 PTB que es la cantidad de sal presente en el agua de lavado, y estimando por el procedimiento explicado anteriormente la cantidad de iones cloruros presentes en el agua separada (corriente de salida), por diferencia se obtuvo la cantidad de sal remanente en el crudo desalado, ecuación 3.8, y luego se calculó la eficiencia por la ecuación 3.7.

$$PTB[Cl^-]_{\text{crudo desalado}} = 35 \text{ PTB} - PTB_{\text{agua separada}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Los porcentajes de eficiencia se obtuvieron sustituyendo los valores (tabla 4.7) en la ecuación 3.7. Para el ejemplo anterior:

$$\% \text{ Eficiencia} = \frac{35 - 2,17}{35} \times 100$$

$$\% \text{ Eficiencia} = 94$$

Los porcentajes de eficiencias para cada producto por ambos métodos se reportan en el capítulo 4 (figuras 4.2 y 4.3).

### 3.5 EQUIPOS, MATERIALES Y SUSTANCIAS

#### Equipos

- Centrífuga, marca Clay Adams
- Balanza analítica, marca Sauter. Feinwaage type 424

- Viscosímetro rotacional Bookfield, modelo LV
- Agitador mecánico.
- Baño con control termostático
- Deshidratador electrostático, modelo 110-M3
- Homogeneizador Ultraturrax, modelo T 25 Basic.

### **Materiales**

- Vasos precipitados de 100 y 500 ml
- Probetas graduadas de 100ml
- Hidrómetro con medida de 15 a 31 °API marca Taylor-Permax
- Picnómetro de 100 ml
- Termómetro en grados centígrado hasta 100 °C
- Botellas de 100 ml
- Micropipeta 100 microlitro ( $\mu$ l)
- Beaker de 100 ml
- Erlenmeyer de 250 ml
- Agitador magnético
- Cronómetro

### **Sustancias:**

- Muestra de crudos
- Desemulsionante (proveedor LIPESA)
- Xileno
- n-heptano
- Agua de lavado
- Agua destilada
- Cromato de potasio ( $K_2CrO_7$ ) al 5%
- Nitrato de plata ( $AgNO_3$ ) 0.0134 N

## 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIÓN, Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE MUESTRAS DE PETRÓLEO DILUIDO (16 °API) PROCEDENTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

En la tabla 4.1 se muestran los resultados obtenidos de la caracterización del crudo diluido de la empresa Petromonagas.

**Tabla 4.1 Caracterización del crudo diluido que recibe Petromonagas.**

Análisis	Resultados
Agua y sedimentos (% v/v)	0,8
Gravedad API @ 60°F (°API)	16
Densidad (g/ml)	0,96
Viscosidad (cp) @ 30°C	680
Contenido de asfalteno (% m/m)	15,50
Umbral de floculación de asfaltenos (% m/m)	67
Contenido de sal (PTB)	22

El porcentaje de agua y sedimentos es un parámetro importante para saber la cantidad de agua libre que posee el petróleo crudo. En la muestra de crudo analizada el valor obtenido fue de 0,8 % v/v debido a que es un crudo deshidratado y las especificaciones de calidad para crudos pesados es menor de 1 % v/v. Por el valor de la gravedad API (16 °API) se clasifica como un crudo pesado según los rangos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo; tiene una densidad de 0,96 g/ml agua y una viscosidad de 680 cp, además de un alto contenido de asfaltenos de 15,50 % m/m; características propias de crudos pesados.

Respecto al valor obtenido de umbral de floculación de asfaltenos de 67 %, éste indica que los asfaltenos están moderadamente dispersos en el crudo y habría que modificar la composición del crudo para que puedan precipitar en presencia de sustancias parafínicas.

El contenido de sal presente en el agua remanente en el crudo deshidratado es de 22 PTB (valor reportado por la empresa), indicando que está fuera de especificación para llevar a cabo el proceso de mejoramiento del crudo en Petromonagas; por lo tanto, se requiere que sea desalado previamente, lo cual fue realizado en este trabajo.

#### **4.2 PRODUCCIÓN DE EMULSIONES DE AGUA EN CRUDO DILUIDO (16 °API), SIMULANDO LAS CONDICIONES DE ALIMENTACIÓN AL EQUIPO TRATADOR PARA LA DESALACIÓN**

La finalidad de este objetivo fue obtener emulsiones estables para aplicar el proceso de desalación y remover el porcentaje de sal presente en el crudo, utilizando dos metodologías de tratamiento combinadas con dosificación de desemulsionante y calor. Las emulsiones preparadas variando la relación agua-crudo: 10:90; 15:85; 20:80 no presentaron separación de las fases agua y aceite en un tiempo de 24 horas, como se reporta en la tabla 4.2; lográndose de manera satisfactoria emulsiones estables para probar la eficiencia de los productos desemulsionantes en el proceso de desalación.

**Tabla 4.2 Separación del agua emulsionada**

<b>Emulsión</b>	<b>% de agua separada en 24 h</b>	<b>Condición</b>
1	0	Estable
2	0	Estable
3	0	Estable

#### **4.3 SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES USANDO LOS MÉTODOS DE PRUEBAS DE BOTELLA Y EL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO DE LABORATORIO, EVALUANDO EL TIPO Y CONCENTRACIÓN DE DESEMULSIONANTE**

Para remover las sales presentes en el agua remanente del crudo deshidratado (AyS de 0,8 % v/v) se seleccionó la emulsión 1 (relación agua-crudo: 10:90). Para la separación de la emulsión se utilizaron los métodos de pruebas de botella y de campo eléctrico con el deshidratador electrostático, adecuando a las condiciones operacionales y aplicando al crudo deshidratado y desalado las pruebas de eficiencia (Thief y Compuesta) para determinar el %AyS en el crudo y de emulsión remanente.

En la tabla 4.3 se reportan los valores en porcentaje del agua separada durante 2, 4, 6 y 24 h de duración de la prueba de botella, y los resultados de las pruebas de eficiencia Thief y Compuesta, para las diferentes concentraciones de los 6 productos desemulsionantes a una concentración de 30 ppm. La separación del agua emulsionada en el blanco se originó debido a que las muestras fueron sometidas a calentamiento en un baño termostatzado a 90 °C. Este calentamiento produjo una disminución de la viscosidad del crudo, favoreciendo la separación de las fases agua-aceite y la sedimentación del agua

coalescida. Tal resultado es deseado en el proceso de desalación para consumir menos desemulsionante y tiempo.

De los productos evaluados, el más eficiente fue el L-1251 a la concentración de 30 ppm, con la cual no se obtuvo emulsión en las pruebas Thief y Compuesta y se logró un crudo en especificación (%AyS < 1). Para la concentración de 10 ppm no se cumplió con las especificaciones requeridas por el mercado; con la concentración de 60 ppm se produjo una reemulsión.

La desventaja de la prueba de botella es que se requieren 24 horas para que ocurra el 90 % de separación del agua emulsionada, lo cual es acelerado sustancialmente usando otras combinaciones de métodos como el campo eléctrico y agitación mecánica.

**Tabla 4.3 Separación de la emulsión mediante la prueba de botella.**

Desemulsionante	Ppm	Agua separada de la emulsión (%)				THIEF (%)		Compuesta (%)	
		2h	4h	6h	24h	Emul	H <sub>2</sub> O	Emul	H <sub>2</sub> O
Blanco	-----	0	trazas	2	5	1,8	3	0	5
L-1251	10	0	1	3	6	0	2	0	2,2
	30	trazas	2	4	9	0	0,8	0	0,8
	60	1	3	6	9	0,4	0,8	0	1
L-546-F	10	trazas	1	2	7	0	2,8	0	3
	30	trazas	1	2	9	0	1,2	0	1,2
	60	1	2	3	9	1	1,2	0	2
L-536	10	trazas	1	2	7	0	1,4	0	1,4
	30	1	3	3	8	0	1,2	0	1,2
	60	1	3	3	8	1,2	1	0	2
L-546	10	trazas	1	1	6	0	1,6	0	1,6
	30	trazas	2	3	8	0	1	0	1
	60	1	2	3	9	1,2	1	0	2
L-552	10	0	2	3	8	0	1,2	0	1,4
	30	1	2	3	9	0	1	0	1
	60	2	3	3	9	0	1	0	1
L-555	10	trazas	trazas	2	7	4	1,4	0	1,8
	30	trazas	2	4	9	0	1,2	0	1
	60	2	3	4	9	8	1,2	0	2

En la tabla 4.4 se muestra la separación de la emulsión mediante el deshidratador electrostático, combinando tres métodos de tratamiento: químico, térmico y eléctrico. En este ensayo el tiempo de reposo fue de 30 minutos y la temperatura de 98 °C. Se produjo, como el método anterior, separación de agua en el blanco debido a la acción del campo eléctrico y la temperatura.

Los resultados de la tabla 4.4 muestran que la tecnología es eficiente en lograr la ruptura de la emulsión en un 100 % y en un tiempo muy corto. Los resultados de las pruebas Thief y Compuesta confirman que se obtiene un crudo en especificación con los 6 productos desemulsionantes, y especialmente con el producto L-1251 se logra disminuir hasta 0,4 % el contenido de agua y sedimentos (prueba Thief).

**Tabla 4.4 Separación de la emulsión a través del deshidratador electrostático**

Desemulsionante	ppm	Agua separada de la emulsión (%)	Thief (%)		Compuesta (%)	
		½ hora	Emul	H <sub>2</sub> O	Emul	H <sub>2</sub> O
Blanco	----- -	7	1	0,8	0,8	1,2
L-1251	30	10	0	0,4	0	0,6
L-546.F	30	10	0	0,8	0	0,8
L-536	30	10	0	0,8	0	0,8
L-546	30	10	0	0,8	0	0,8
L-552	30	10	0	0,6	0	0,8
L-555	30	10	0	0,8	0	0,8

#### **4.4 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE DESALACIÓN, SELECCIONANDO LOS MEJORES DESEMULSIONANTE PARA EL CRUDO ESTUDIADO**

En las tablas 4.5 y 4.6 se reporta la concentración de los iones cloruro de las sales presentes en el agua separada, después de la ruptura de la emulsión en el proceso de desalado, mediante las dos tecnologías usadas en este trabajo; se muestran valores en dos unidades de concentración ppm (partes por millón) y PTB (libras de sal por cada mil barriles de crudo). Las sales que pueden estar presentes que contienen iones cloruros son: NaCl, MgCl, KCl, CaCl.

Con la tecnología del deshidratador electrostático se obtuvo una remoción de sales mayor respecto a las pruebas de botella, pero con ambas la remoción fue alta, oscilando entre 16 y 32 PTB comparada con la concentración de sal en la alimentación al desalador, que era de 35 PTB. Respecto a la eficiencia de los productos desemulsionantes para romper la emulsión agua-crudo que alimentó al desalador, el mejor fue el L-1251 de la empresa Lipesa.

En las tablas 4.7 y 4.8 se muestran los resultados de la cantidad de sal en el agua remanente en el crudo deshidratado y desalado, mediante las dos tecnologías. La tabla 4.7 demuestra que los productos desemulsionantes L-1251, L-546-F y L-555 lograron la especificación de calidad es decir con una concentración menor a 10 PTB límite exigido en la mayoría de los procesos de

refinación; pero en el caso de la producción de crudo mejorado en la empresa Petromonagas debe emplearse el producto L-1251 para obtener una calidad menor de 2 PTB. Comparando con los resultados de la tabla 4.8 obtenidos con las pruebas de botellas, no se logra la especificación de calidad; sólo con el producto L-1251 se logró una concentración de 6,27 PTB de sal por cada mil barriles de crudo. Con los productos L-546-F y L-555, se alcanzaron valores ligeramente mayores a 10 PTB (10,37 PTB); los cuales pueden aplicarse en procesos menos rigurosos.

**Tabla 4.5 Contenido de sal en el agua separada de la emulsión agua-crudo durante el proceso de desalación con el deshidratador electrostático.**

Productos desemulsionantes (Concentración 30 ppm)	Cantidad de cloruro en el agua separada (ppm)	Cantidad de cloruro en el agua separada (PTB)
L-1251	95,006	32,83
L-546-F	83,13	28,78
L-536	71,25	24,63
L-546	71,25	24,63
L-552	55,42	19,15
L-555	83,13	28,73

**Tabla 4.6 Contenido de sal en el agua separada de la emulsión agua-crudo durante el proceso de desalación con la prueba de botella.**

Productos desemulsionantes (Concentración 30 ppm)	Cantidad de cloruro en el agua separada (ppm)	Cantidad de cloruro en el agua separada (PTB)
L-1251	83,13	28,73
L-546-F	71,45	24,63
L-536	59,38	20,52
L-546	59,38	20,52
L-552	47,50	16,42
L-555	71,25	24,63

**Tabla 4.7 Contenido de sal remanente en el crudo después del proceso de desalación de la emulsión por el método del deshidratador electrostático.**

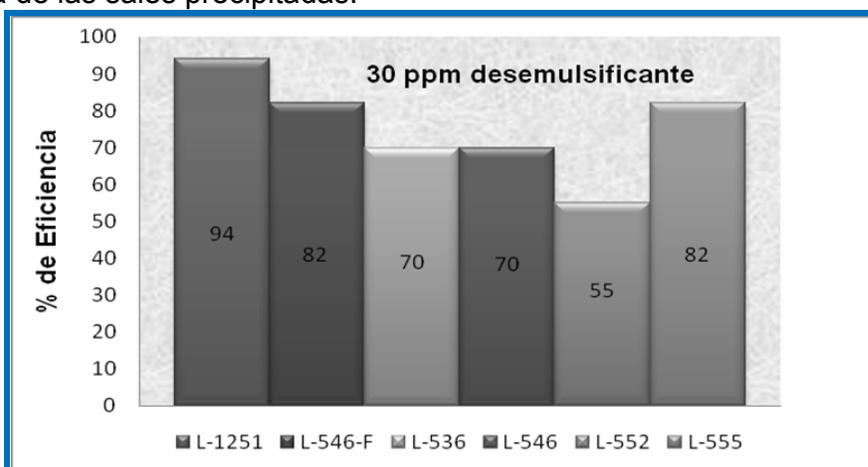
Productos desemulsionantes (concentración 30 ppm)	Cantidad de cloruro en el agua remanente del crudo desalado (PTB)
L-1251	2,17
L-546-F	6,27
L-536	10,37

L-546	10,37
L-552	15,85
L-555	6,27

**Tabla 4.8 Contenido de sal remanente en el crudo después del proceso de desalación de la emulsión por el método de la prueba de botella.**

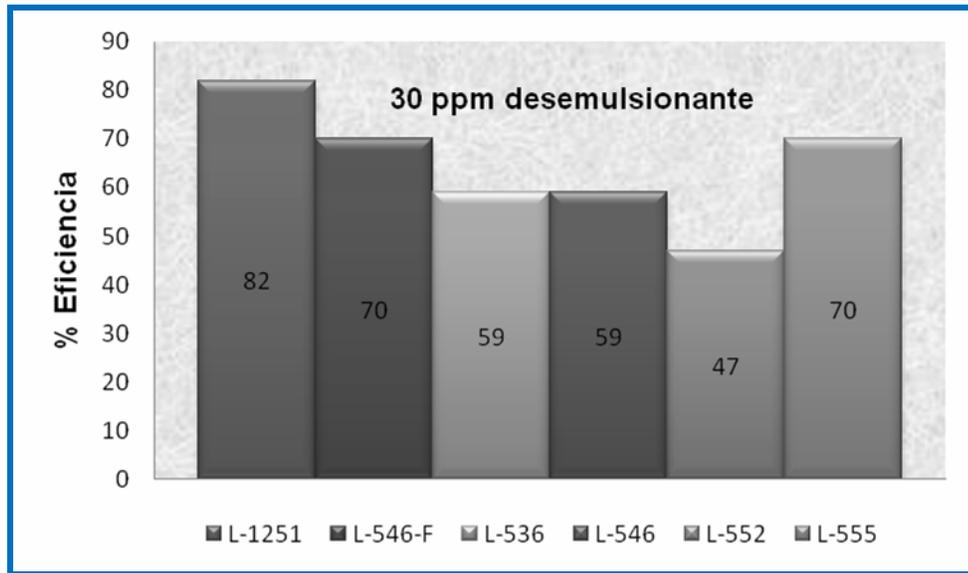
Productos desemulsionantes (concentración 30 ppm)	Cantidad de cloruro en el agua remanente del crudo desalado (PTB)
L-1251	6,27
L-546-F	10,37
L-536	14,48
L-546	14,48
L-552	18,58
L-555	10,37

En la figura 4.1 se puede apreciar la eficiencia del proceso de remoción de sales en función de los productos desemulsionantes utilizados para romper la emulsión agua-crudo mediante la desalación electrostática, obteniéndose una mayor eficiencia (94 %) con el producto L-1251 y una menor eficiencia con el producto L-552 (55 %). En general, el proceso de remoción es eficiente y la selección de uno u otro producto depende de las exigencias del proceso de refinación y del mantenimiento de los equipos aguas arriba del desalador para la limpieza de las sales precipitadas.



**Figura 4.1 Eficiencia del proceso de remoción de sales mediante el método deshidratador electrostático.**

En la figura 4.2 se presentan los resultados obtenidos con la prueba de botella, en la cual se evidencia que el producto desemulsionante que aportó mejor respuesta fue también el L-1251, con un 82 % de remoción de sales, y el peor escenario fue con el producto L-552 (47 %).



**Figura 4.2 Eficiencia del proceso de remoción de sales por el método de prueba de botella.**

#### 4.5 CONCLUSIONES

1. La muestra de crudo diuido estaba previamente deshidratada, con un contenido de agua y sedimentos de 0,8 %v/v. La gravedad es de 16 °API clasificando como un crudo pesado, con una viscosidad de 680 cp, alto contenido de asfaltenos de 15,50 % m/m que se encuentran moderadamente dispersos, de acuerdo al valor del umbral de asfaltenos de 67% m/m. Por su contenido de sal (22 PTB) fue necesario realizar la desalación.
2. Las condiciones para producir emulsiones estables del crudo diluido con agua de lavado fueron: 22.000 rpm y 10 minutos de agitación, para las tres fracciones de agua emulsionada (10, 15 y 20 % v/v).
3. El producto desemulsionante más eficiente para la separación del agua de la emulsión agua-crudo fue el L-1251 a una concentración de 30 ppm.
4. Con el método de prueba de botella se requieren 24 horas para separar el 90 % del agua emulsionada, mientras que con el método de campo eléctrico mediante el deshidratador electrostático este tiempo es

acelerado sustancialmente; obteniéndose el 100 % de agua separada en tan sólo 30 minutos.

5. Con la tecnología del deshidratador electrostático se logró la especificación de calidad para el mejoramiento del crudo diluido: 2,17 PTB de sal (30 ppm del desemulsionante L-1251 para romper la emulsión), representando una eficiencia de remoción del 94 %. En cambio, con la prueba de botella, la eficiencia fue de 84 % y 6,27 PTB de sal.

### **RECOMENSACIONES**

1. Se recomienda hacer pruebas de campo con el producto L-1251 seleccionado en laboratorio para la deshidratación y desalación del crudo.
2. Se sugiere a las empresas emplear el método de deshidratación electrostática como prueba de laboratorio, en vez de la tradicional prueba de botella, porque permite la evaluación de productos desemulsionantes en los procesos de deshidratación y de desalación en un tiempo muy corto.
3. Aplicar otros métodos como el potenciométrico para la determinación de la concentración de sal en el agua separada de la emulsión.

## BIBLIOGRAFÍA

- ◆ Flores, U., 2009. Manual de Lipesa. Disponible también en: <http://www.lipesa.com/>.
- ◆ Hernández, N., 2008. Material de Postgrado “Economías y Políticas Energéticas”. Disponible en: [www.cmpc-consult.com](http://www.cmpc-consult.com)
- ◆ Prieto, K., 2007. Análisis para la ubicación de las “ventanas nivel III” en pozos horizontales multilaterales dobles del Campo Zuata- Faja del Orinoco, área San Diego de Cabrutica, Estado Anzoátegui. Tesis de Grado. Universidad de Oriente Puerto la Cruz.
- ◆ Correa A. y García H., 1998. **Adaptación de Modelo de sobre vivencia y de Fallas, para estimar la confiabilidad del Sistema de Deshidratación de Crudo pesado y extrapesado en las Estaciones de Descarga del Campo Bare del Distrito San Tomé**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- ◆ Castro A., 1998. **Evaluación Técnico-Económica para el Mejoramiento del Sistema de Deshidratación de Crudo en Patio de Tanques Güere, Campo Sanvi- Güere**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui
- ◆ Narváez M., 2002. **Estudio de la Centralización del Sistema de deshidratación de Crudo de la Unidad de Explotación de Yacimiento pesado y extrapesado Oeste y Extrapesado del Distrito San Tomé**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- ◆ López E., 2004. **Influencia de la Formulación sobre la Estabilidad de la Emulsión**. Trabajo Especial de Grado, Mérida.
- ◆ Marfisi S., 2005. **Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el Proceso de Deshidratación de Crudo**. Trabajo Especial de Grado, Mérida.
- ◆ Salager, J.L. 1999 **Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades deseadas. Estado del Arte**

**parte B. Propiedades de las Emulsiones y su Medición**, Cuaderno FIRP S747-B, Módulo de enseñanza de la Universidad de Los Andes, Mérida.

- ◆ Marfisi. S. y Salager, J.L. 2004. **Deshidratación de Crudo Principio y Tecnología**. Cuaderno FIRP S853. Módulo de enseñanza de la Universidad de Los Andes, Mérida.
- ◆ Mindiola J. G., 2005. **Manual de Deshidratación de Crudo**. PDVSA-Explotación y Producción.
- ◆ Guerra Oly L, M.Sc. 2007. **Fundamentos Teóricos del Procesamiento de Hidrocarburos**.
- ◆ Nuñez O., 2006. **Manual de Deshidratación de Crudo**. Modulo de enseñanza.
- ◆ González J., 2009 Manual **PDVSA PETROMONAGAS Ingeniería de Procesos**.

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

<b>TÍTULO</b>	<b>“EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS, A ESCALA DE LABORATORIO, PARA LA DESALACIÓN DE CRUDOS DILUIDOS (16° API) DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Martell P, Jennifer T.</b>	<b>CVLAC: 14.705.440</b> <b>E MAIL: jennifermartellp@hotmail.com</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Emulsión

Concentración

Deshidratación

Desalación

Desemulsionante

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

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

**RESUMEN (ABSTRACT):**

La disminución de sales provenientes del petróleo es primordial en el proceso de transporte y refinado, ya que su alto contenido es indeseable por ser una impureza que provoca corrosión e incrustaciones en las instalaciones debido a presencia de cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio. Por la importancia que representa el tratamiento del petróleo en las actividades operacionales de la empresa Petromonagas para lograr las condiciones favorables en el mejoramiento del crudo pesado, se realizó una evaluación de tecnologías para la desalación del crudo diluido proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco que recibe la empresa Petromonagas, llevando a cabo pruebas de eficiencia a escala de laboratorio con 6 productos desemulsionantes. La muestra de petróleo fue previamente caracterizada, obteniéndose un crudo pesado de 16 °API, densidad de 1,0042 g/ml, viscosidad de 680 cp, contenido de asfalteno de 15,50 % m/m y un umbral de asfalteno de 67%, es decir, asfaltenos moderadamente dispersos. Luego, se prepararon emulsiones de agua en crudo, con un porcentaje en volumen de crudo de 90 % y 10 % de agua este volumen se empleó debido a que las emulsiones típicas en desalación contiene aproximadamente 10% de agua, aplicando dos tecnologías de rompimiento de emulsión: prueba de botella y deshidratación electrostática, combinadas con tratamiento químico y térmico. Se determinó que el mejor producto desemulsionante fue el L-1251 de la empresa Lipesa, con una calidad mediante las pruebas Thief y Compuesta de 0,8 % v/v de agua y sedimentos mediante la prueba botella y de 0,4% v/v mediante deshidratación electrostática.

En cuanto a la remoción de sales en el crudo deshidratado, se concluyó que para las condiciones de tratamientos evaluadas, el producto L-1251 aportó la mejor eficiencia en la desalación del crudo diluido (16 °API): 94% (2,17 PTB) con el deshidratador electrostático y 82% (6,27 PTB) con prueba de botellas, siendo la tecnología de campo eléctrico con el deshidratador electrostático la más eficiente para la remoción de sales.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Marfisi Shirley	CVLAC:	10.301.328			
	E_MAIL	shirleymarfisi@yahoo.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Santaella Rigoberto	CVLAC:				
	E_MAIL	santaellar@lipesa.com.ve			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Uricare Jairo	CVLAC:	11.342.890			
	E_MAIL	Uricare2@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Patiño Rayda.	CVLAC:	11.883.699			
	E_MAIL	raydapatino@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

## FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	01	11
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de Tecnologías a Escala de Laboratorio Para la Desalación de Crudos Diluidos.doc	Aplication/msword

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Laboratorio de Desarrollo y Refinación, LIPESA S.A (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** 8 meses (OPCIONAL)

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

Ingeniero de Petróleo

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pre-grado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Petróleo

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

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

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

"Todos los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario".

**AUTOR**

Martell P. Jennifer T.

**AUTOR****AUTOR****TUTOR**

Marfisi Shiley

**JURADO**

Uricare Jairo

**JURADO**

Patiño Rayda.

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS****PROFESOR  
FELIX ACOSTA**