



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

---

---

“DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PESADO EN LA  
TERMINAL MARÍTIMA DOS BOCAS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JUAN JOSÉ MARTÍNEZ QUIROZ

DIRECTOR DE TESIS:

M. EN I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F.

AGOSTO, 2009.

## **AGRADECIMIENTOS.**

A mi padre Juan José Martínez Cámara por el esfuerzo que realizó para darme estudios, por sus consejos y por ser un buen padre.

A mi madre Karla Quiroz Caraveo por su apoyo incondicional, por su amor y por ayudarme en ser mejor persona día a día.

Al Ing. Ramón Mollinedo Jiménez por haber encaminado mi carrera, por brindarme su apoyo y consejo para realizar mi tesis.

A mí abuela Zoila Caraveo Jiménez por todo el cariño que me ha dado, por ser ejemplo de superación y esfuerzo.

A mis hermanos y amigos por estar conmigo siempre.

A mis tíos Paco, Lorena e Iván que me brindaron un hogar y apoyo incondicional en momentos difíciles.

Al Ing. José Ángel Gómez Cabrera por su orientación y apoyo en la revisión de este trabajo.

A mis profesores que en todo momento se esmeraron por compartir con gusto sus conocimientos, por haber sido apoyo y ejemplo a seguir como profesionistas.

A Dios por todas las bendiciones que me ha dado.

A la UNAM que gracias a sus bondades me brindó la oportunidad de ser un profesionista y me otorgó una identidad universitaria de la cual me enorgullezco.

**“DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PESADO EN LA TERMINAL MARÍTIMA  
DOS BOCAS”**

**Índice**

<b>Capítulo 1. Generalidades</b>	<b>Página</b>
1.1.- Introducción.....	1
1.2.- Resumen .....	2
1.3.- Objetivo .....	3
1.4.- Principales daños que ocasionan el agua y la sal.....	3
1.5.- Conceptos Básicos y Antecedentes .....	4
1.5.1.-Definiciones.....	4
1.5.2.-Propiedades físicas del petróleo crudo en México.....	5
1.5.3.-Clasificación de los petróleos crudos en México.....	12
1.5.4.-Posibles causas de la producción de agua en los pozos.....	13
1.5.5.-Deshidratación de petróleo crudo.....	16
1.5.6.-Eliminación de la sal del petróleo .....	17
<b>Capítulo 2. Descripción del área de proceso de la Terminal Marítima Dos Bocas</b>	
2.1.- Localización de la Terminal Marítima Dos Bocas.....	18
2.2.- Descripción de la Terminal Marítima Dos Bocas y del área de proceso.....	19
2.3.- Objetivos fundamentales de operación la Terminal Marítima Dos Bocas.....	20
2.4.-Descripción general del proceso de recibo, acondicionamiento y exportación de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas .....	20
2.5.-Filosofía de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en cuanto a calidad del crudo para su exportación .....	24
2.6.-Calidad del crudo pesado para su exportación .....	26
2.7.-Laboratorio de análisis de crudo de la Terminal Marítima Dos Bocas.....	26

<b>Capítulo 3. Emulsiones.</b>	<b>Página</b>
3.1.-Introducción.....	27
3.2.-Definiciones.....	27
3.3.-Formación de las emulsiones .....	29
3.3.1.-Agentes emulsificantes presentes en el aceite .....	29
3.4.-Estabilidad de las emulsiones.....	30
3.4.1.-Películas Interfaciales .....	31
3.4.2.-Clasificación de las películas interfaciales de acuerdo a su movilidad .....	31
3.4.3.-Factores que afectan la estabilidad .....	31
3.4.3.1.-Películas Interfaciales.....	31
3.4.3.2.-Sólidos .....	32
3.4.3.3.-Temperatura .....	33
3.4.3.4.-Tamaño de las gotas .....	34
3.4.3.5.-Influencia del pH en las emulsiones .....	34
3.4.4.-Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión.....	35
3.5.-Prevención de la formación de la emulsión agua en petróleo.....	36
3.6.-Medición de la Estabilidad .....	36
<b>Capítulo 4. Desemulsificación</b>	
4.1.-Introducción.....	37
4.2.-Desestabilización de las emulsiones .....	37
4.3.-Mecanismos relacionados a la desemulsificación.....	37
4.3.1.-Floculación .....	38
4.3.2.-Coalescencia.....	38
4.4.-Métodos de desemulsificación.....	38
4.4.1.-Métodos térmicos.....	39

	<b>Página</b>
4.4.1.1.-Calor .....	39
4.4.2.-Métodos mecánicos .....	40
4.4.2.1.-Fuerza centrífuga .....	40
4.4.2.2.-Gravedad .....	41
4.4.2.3.-Tiempo .....	41
4.4.3.-Métodos eléctricos .....	42
4.4.3.1.-Campos electrostáticos .....	43
4.4.4.-Métodos químicos .....	44
4.4.4.1.-Inyectividad .....	46
4.4.4.2.-Selección de químicos .....	46
4.4.4.3.-Dosificación .....	47
4.4.4.4.-Químicos desemulsificantes .....	47
4.4.4.5.-Mecanismos de desemulsificación por medio del uso de desemulsificante .....	48
4.4.5.-Selección del proceso y equipo .....	50
4.4.5.1.-Pruebas de botella .....	52
4.4.6.-Tratamiento de campo de crudo y gas .....	54
<b>Capítulo 5. Deshidratación de crudo</b>	
5.1.-Introducción .....	55
5.2.-Deshidratación de crudo en otros países .....	60
5.3.-Deshidratación de crudo en instalaciones costa afuera .....	63
5.4.-Modos o formas para deshidratar el crudo .....	64
5.4.1.-Separadores trifásicos .....	64
5.4.2.-Eliminadores de agua libre .....	66
5.4.3.-Tratadores convencionales .....	67
5.4.4.-Tratadores electrostáticos .....	68

	<b>Página</b>
5.4.4.1.-Electrodos .....	68
5.4.4.2.-Geometría de los electrodos.....	68
5.4.4.3.-Mecanismos de coalescencia de las gotas .....	68
5.4.4.4.-Efectos hidrodinámicos.....	69
5.4.4.5.-Efectos Electrostáticos .....	69
5.4.4.6.-Factores principales que afectan la coalescencia de las gotas.....	71
5.4.4.7.-Condiciones de flujo en los tratadores electrostáticos .....	71
5.4.4.7.1.-Descripción de la operación de los tratadores en la Terminal Marítima Dos Bocas .....	71
5.4.5.-Proceso de deshidratación en tanques de asentamiento y tanques de almacenamiento .....	75
5.4.6.-Tanques deshidratadores .....	76
5.4.6.1.-Principio de operación .....	76
5.4.6.2.-Tanques deshidratadores de la Terminal Marítima Dos Bocas.....	80
5.4.7.-Hidrociclones.....	83
5.4.8.-Calentadores.....	84
<b>Capítulo 6. Deshidratación de crudo pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas</b>	
6.1.- Filosofía de operación de la Terminal Marítima Dos Bocas para el acondicionamiento del crudo Maya.....	86
6.2.- Descripción del proceso de deshidratación de crudo maya en la Terminal Marítima Dos Bocas.....	89
6.3.- Descripción de equipos y factores importantes del proceso de deshidratación de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas. ....	92
6.3.1.- Tanques de almacenamiento. ....	92
6.3.2.- Drenado de los tanques de almacenamiento .....	93
6.3.3.- Vasijas electrostáticas .....	94

	<b>Página</b>
6.3.4.- Temperatura.....	95
6.3.5.- Patines de inyección de químico desemulsificante .....	95
6.3.6.- Tiempo de contacto entre el producto desemulsificante y el crudo pesado.....	96
6.3.7.- Agitación .....	96
6.3.8.- Determinación del químico desemulsificante .....	96
6.3.9.- Puntos de muestreo en la Terminal Marítima Dos Bocas .....	98
6.3.10.-Tanques de almacenamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas.....	98
6.4.- Filosofía de operación actual en la Terminal Marítima Dos Bocas. ....	99
6.5.- Filosofía de operación de los tanques TV-5005 y TV-5006 como tanques lavadores, descargando a tanques de almacenamiento para reposo....	100
6.6.- Filosofía de operación en caso de recibir producción arriba de 920 Mbpd en la Terminal Marítima Dos Bocas.....	101
6.7.- Disposición de efluentes.....	103
 <b>Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones</b>	
7.1.- Conclusiones.....	104
7.2.- Recomendaciones .....	104
 <b>Bibliografía.....</b>	 106

## Capítulo 1. Generalidades

### 1.1.- Introducción

Esta tesis se enfoca a hablar acerca del proceso de deshidratación que se lleva a cabo en los tanques de almacenamiento, en los ductos de transporte de crudo, así como en las vasijas electrostáticas que existen en la Terminal Marítima Dos Bocas; que junto con la inyección de agua, la adición de desemulsificante y el tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento se provee un medio para disminuir la cantidad de agua congénita del aceite producido que se reciben de las regiones: Marinas Sur Oeste y Noreste.

La producción de los pozos petroleros está formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables, además de los hidrocarburos sólidos, gases y líquidos no hidrocarburos, entre otros que aparezcan en el Sistema Integral de Producción.

Siendo que las sales y al agua pueden ser removidas por medio de procesos físicos, es que resulta primordial, para la empresa explotadora de petróleo, el deshidratar y desalar el crudo; para así entregarlo en óptimas condiciones de procesamiento para las refinerías o para su transporte y exportación.

Dado que las sales se encuentran asociadas primordialmente al agua es por eso que sea de mayor importancia el proceso de deshidratación en el tratamiento del crudo.

De todos los factores que intervienen directa o indirectamente con la aportación de agua en los pozos durante la producción de aceite; algunos de ellos están ligados con las terminaciones, otros con el proceso mismo de producción del pozo y otros más son inherentes al yacimiento.

Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia se forman emulsiones (dispersiones estables de ambos fluidos).

El tratamiento de emulsiones se refiere a la separación del agua dispersa en el aceite, antes de su refinación o venta. En la actualidad la deshidratación de los crudos es una práctica común en la industria petrolera, lo cual requiere de un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y la influencia de algunos efectos físicos y químicos sobre el rompimiento de dichas emulsiones.

Las principales impurezas o materiales contaminantes son el agua y sales solubles e insolubles asociadas con ella.

Las sales solubles en agua consisten principalmente de sales de sodio, calcio y magnesio, generalmente cloruros, aunque en algunas áreas se han encontrado cantidades considerables de sulfatos.

**1.2.- Resumen**

Esta tesis está formada de siete capítulos, en el primero se describe las generalidades que incluyen los tipos de crudo que hay en México, definiciones y propiedades físicas. Se describen los conceptos básicos necesarios de entender de las propiedades del crudo para definir su calidad, se explican las posibles causas de la producción de agua en los campos petrolíferos, así también una explicación de lo que es la deshidratación y desalado de crudo.

En el capítulo dos se describe el área de proceso de la Terminal Marítima de Dos Bocas, las actividades que se realizan en la misma y que están a cargo de la gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos para que el crudo reciba el tratamiento adecuado y éste quede en calidad para su exportación.

El capítulo tres trata de las Emulsiones; se define qué es la emulsión, cómo se forman las emulsiones, los tipos de emulsiones que existen, los factores que afectan la estabilidad y cómo se mide la estabilidad de las mismas.

En el capítulo cuatro se presentan los mecanismos relacionados a la desemulsificación, los métodos de desemulsificación, cómo se seleccionan proceso y equipo para tratamiento de crudo.

En el capítulo cinco se describe la aplicación de mecanismos y métodos para desemulsificar, así como los equipos convencionales empleados para deshidratar crudos.

En el capítulo seis se describe cómo se emplean los mecanismos y métodos descritos previamente para el caso de la Terminal Marítima de Dos Bocas, para que el crudo quede en condiciones de calidad de venta y exportación.

En el capítulo siete se dan las conclusiones y recomendaciones.

### 1.3.- Objetivo

El objetivo de la tesis es dar a conocer los mecanismos, métodos y equipos usados para deshidratar crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas. Mostrar la importancia de deshidratar el crudo. Así como dejar ver la relevancia de llevar a cabo la simulación del proceso de tratamiento del crudo para realizar mejoras en cuanto a dosificación de los químicos desemulsificantes.

### 1.4.- Principales daños que ocasionan el agua y la sal

Principalmente se consideran tres:

Corrosión.

Mientras más se acerque el desalado de los crudos al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es muy corrosivo. Los cloruros de fierro formados producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) están presentes en el aceite, bajo condiciones reductoras. Los cloruros de fierro reaccionan con el ( $H_2S$ ) produciendo HCl; de donde se concluye que estos cloruros, al tener una doble acción, deben reducirse a su mínima concentración posible.

Abrasión.

Mientras mayor cantidad de sólidos sean separada del aceite, será menor la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como tuberías de alimentación de crudo, accesorios con desviación de flujo (válvulas, codos, etc.), cambiadores de calor y bombas.

Taponamiento.

Cuando se efectúa una eficiente limpieza del crudo, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos, así como hidrocarburos pesados (parafinas y asfaltenos) en los cambiadores de calor y en el equipo de destilación. En ocasiones la acumulación de parafina obstruye totalmente el área de flujo.

Con la depositación de sólidos, tanto la eficiencia en la transmisión de calor, en la capacidad de fraccionado del crudo y su gasto disminuye; al grado de requerirse frecuentes limpiezas del equipo, aumentando con ello los costos de tratamiento, operación y mantenimiento.

La complejidad en el tratamiento de las emulsiones aumenta día con día debido al creciente empleo de métodos de recuperación secundaria, que ocasionan cambios notables en las características de las emulsiones por el efecto de los productos químicos utilizados, así como los problemas derivados de la inyección de agua para desplazamiento del crudo.

Cuando el aceite se exporta, el precio del crudo se ve afectado según el volumen de impurezas presentes en él, tales como agua, sales y otros residuos.

Es por ello que se resume que los procesos de deshidratación y de desalado de del crudo (al ser tanto el agua como las sales, los materiales que más contaminan a los hidrocarburos), resultan un aspecto crítico a tratar en la industria petrolera, pues su nula o incorrecta aplicación técnica, se ve reflejada en pérdidas económicas consecuentes o en un incorrecto tratamiento de la producción.

### **1.5.- Conceptos básicos y antecedentes**

La importancia de analizar los conceptos básicos y antecedentes es la de conocer los términos que se emplean en la industria petrolera y que ayudarán a entender los siguientes capítulos. Se incluyen definiciones de las propiedades del crudo, clasificaciones de los tipos de crudo, posibles causas de la producción de agua, así como una breve definición de deshidratación y de desalado de crudo.

#### **1.5.1.- Definiciones**

Petróleo Crudo.

El petróleo crudo, es decir, tal como se presenta en la naturaleza, excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural en las plantas de extracción de licuables. El petróleo crudo producido se considera pesado o ligero.

Pesado.

Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27 °. la Mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo provienen de yacimientos de la sonda de Campeche.

Ligero.

Petróleo crudo con densidad API superior a 27 °. Este tipo de petróleo crudo se produce tanto en la sonda de Campeche como en otros yacimientos en explotación en el país.

Extrapesado.

Petróleo crudo con densidad API de 10° API, con densidad mayor de 1 (g/cc).

Superligero.

Petróleo crudo con densidad de 39.3° API y 0.8 % de azufre en su peso.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas:

Istmo.

Petróleo crudo ligero con densidad 33.6° API y 1.3 % de azufre en peso.

Maya.

Petróleo crudo con densidad de 22° API y 3.3 % de azufre en peso.

Olmeca.

Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8 % de azufre en peso.

Altamira.

Petróleo crudo con densidad entre 15.0 y 16.5° API y con contenido de azufre que va desde 5.5 hasta 6 %.

### 1.5.2.- Propiedades físicas del petróleo crudo en México.

El petróleo crudo naturalmente tiene características físicas notorias, entre las cuales se pueden citar las siguientes:

Color.

En los hidrocarburos líquidos en cuanto mayor es el peso molecular, el petróleo es más oscuro. Los colores que presenta varían de amarillo a pardo rojizo o verdoso y de pardo a castaño oscuro. En la figura 1.1 se pueden ver muestras de crudo para analizar en la centrifugadora.

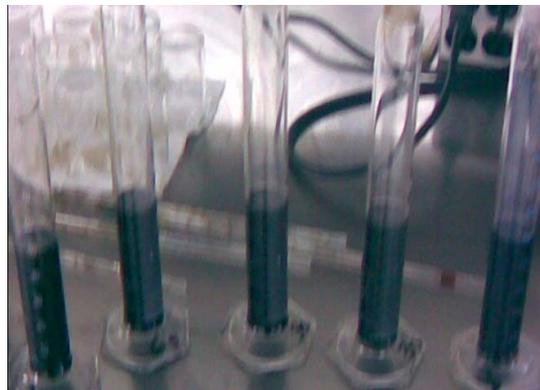


Fig. 1.1 De las muestras de crudo se toma un volumen a analizar para medir sus distintas propiedades.

Olor.

Depende de los componentes químicos que predominen en el petróleo crudo, por ejemplo:

- ✓ Olor a gasolina, indica abundancia de componentes ligeros.
- ✓ Olor agradable, señala mayor cantidad de aromáticos.
- ✓ Olor fuerte a azufre, indica contenido de azufre.

Densidad

Para la industria petrolera se optó por manejar internacionalmente los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad absoluta es la relación entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia (m/v); el peso específico es la relación entre cuerpos de igual volumen y de cualquier sustancia con pesos diferentes en iguales condiciones de presión y temperatura.

Grados API

La **gravedad API**, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades (ver la formula abajo). Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro. Existen una gran variedad de estos instrumentos

La ecuación 1.1 se emplea para obtener la gravedad API:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE(a60^{\circ}F)} - 131.5 \dots\dots\dots \text{ecuación 1.1}$$

La ecuación 1.2 es usada para obtener la gravedad específica del líquido derivada de los grados API:

$$GEa60^{\circ}F = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} \dots\dots\dots \text{ecuación 1.2}$$

60°F (o 15 5/9 °C) es usado como el valor estándar para la medición y reportes de mediciones.

Por lo tanto, un crudo pesado con una gravedad específica de 1 (esta es la densidad del agua pura a 60 °F) tendrá la siguiente gravedad API:

$$(141,5/1,0) - 131,5 = 10,0 \text{ grados API.}$$

Algunos países, conforme a los grados API de los petróleos que producen, han dado nombres de uso común a su petróleo para usarlos en las transacciones de compra-venta de crudo; algunos nombres típicos y densidades se presentan a continuación:

País	Tipo	°API	Densidad relativa
México	Maya	21 a 22	0.927868 a 0.921852
México	Istmo	32 a 33	0.865443 a 0.860182
Arabia Saudita	Árabe Ligero	34	0.854985
Reino Unido	Brent	36	0.844776
México	Olmeca	38	0.834808
México	Papaloapan	44 a 53	0.806267 a 0.766937

Tabla 1. 1. Tipos de crudo de acuerdo a su país de origen.

Un hidrómetro, o densímetro, es un instrumento que sirve para determinar la densidad relativa de los líquidos. Típicamente está hecho de vidrio y consiste en un cilindro y un bulbo pesado para que flote derecho. El líquido se vierte en una jarra alta, y el hidrómetro gradualmente se baja hasta que flote libremente.

El punto en el que la superficie del líquido toca el cilindro del hidrómetro se observa en la escala. Los hidrómetros, generalmente contienen una escala de papel dentro de ellos para que se pueda leer directamente la gravedad específica en gramos por centímetro cúbico. Ver figura 1.2.



Figura 1.2. Hidrómetro o densímetro.

## Volumen

El petróleo crudo puede presentar diferentes volúmenes. El volumen calculado a condiciones de yacimiento es distinto a aquel calculado a condiciones de superficie. Esta diferencia se debe a la cantidad de gas disuelto que contiene, el tipo de yacimiento que se maneja, y también la presión y la temperatura del crudo. Conforme hay variaciones de temperatura y presión existen cambios en las propiedades fisicoquímicas del crudo.

## Viscosidad

Es importante conocer esta propiedad ya que de ella dependerá la fluidez del petróleo, en los sistemas de producción. Un crudo muy viscoso es más difícil hacerlo mover por los ductos que un crudo que es poco viscoso; para un crudo menos viscoso se necesitan menos requerimientos de bombeo para moverlo de un punto a otro. La viscosidad se ve afectada por la temperatura, ya que puede hacer que el crudo cuando existe una baja temperatura, éste mismo no se desplace y sea necesario añadir calor al sistema para hacerlo fluir, o bien que se requiera mayor capacidad de las bombas.

La viscosidad es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir (escurrir). A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a su densidad. La viscosidad se mide en poises, siendo la unidad de viscosidad, la de una sustancia contenida en un recipiente con sección de  $1 \text{ cm}^2$ , que sometida a 1 dina, se mueve hacia delante con una velocidad de  $1 \text{ cm/seg}$ . Como se notará, un poise es una cantidad impráctica para medir la capacidad de fluir de los fluidos en un medio poroso, por esta razón, en la industria petrolera se adoptó como medida los centipoises (cp). La viscosidad depende de:

- La composición; los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.
- La temperatura; a mayor temperatura menor viscosidad.
- El contenido de gas disuelto; el gas incrementa el volumen y por tanto disminuye la densidad, por consiguiente la viscosidad disminuye también.

## Punto de escurrimiento

Es la temperatura a la cual comienza a fluir el petróleo. Es importante saber a qué temperatura se empezará a mover el crudo, dado que los sistemas de producción pueden tener variaciones de temperatura y si se presentan temperaturas bajas el petróleo no podrá fluir con facilidad.

## Punto de inflamación

Es la temperatura a la cual se encienden los vapores del petróleo. Este punto es un dato importante para establecer las medidas de seguridad en el manejo de hidrocarburos.

Valor calorífico

Es la propiedad más importante, desde el punto de vista de valoración de la calidad de los hidrocarburos; éste, se mide en calorías o BTU's (British Thermal Units) por volumen de aceite. Hay que recordar que 1 caloría es la cantidad de calor que necesita 1 g-m de agua para aumentar de 1 grado centígrado de temperatura. Un Btu es la cantidad de calor que requiere 1 lb-m de agua para aumentar 1 grado Fahrenheit su temperatura.

Los aceites ligeros son más ricos en hidrógeno y tienen un poder calorífico más alto. Ver Tabla 1.2.

Densidad relativa	° API	Calor calorífico
0.8017	45	11100 cal/g
0.9001	25.7	10875 cal/g

Tabla 1.2. A mayor cantidad ° API el poder calorífico incrementa.

Libras de sal por millar de barril (LMB)

La sal que existe en el crudo se mide en el laboratorio con un analizador de sal en el crudo, el cual cuenta con dos electrodos, los cuales se insertan en un recipiente especial que contiene una muestra del crudo por analizar, a medida que el crudo tenga mayor cantidad de sal, se reflejará en la conductividad de las cargas que viajan por el crudo, mientras más sales tenga el crudo, será más conductivo. Esto se utiliza como principio para medir la cantidad de sal en el crudo, ya que se calibra para que el aparato al medir la conductividad del mismo al aplicar una corriente, de cómo resultado la cantidad de sal que el crudo contiene, las unidades del mismo son libras de sal por cada mil barriles (LMB). En muchos laboratorios se toma la muestra de crudo proveniente de las muestras de aceite y se analiza el contenido de sal en el crudo al insertar unos electrodos en la muestra de crudo tal como se muestra en la figura 1.3.

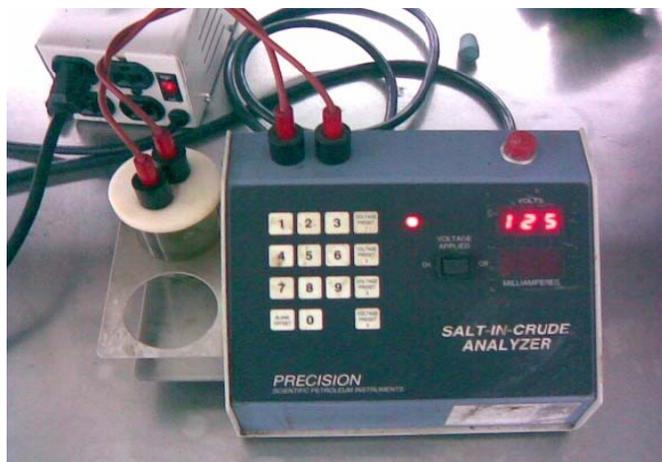


Fig. 1.3. Analizador de sal en el crudo.

Porcentaje de agua y sedimentos básicos. (W & BS, por sus siglas en inglés)

En las líneas de conducción y equipo de procesamiento es necesario determinar la cantidad de agua que viaja con el crudo, para lo cual se muestrea en muchos puntos. Tales muestras se llevan al laboratorio para separar los fluidos no miscibles (el agua y el aceite), por medio de una centrifugadora; la cual separa el agua y los sedimentos del aceite crudo. Una vez centrifugado los fluidos (agua y aceite), quedan separados; en la parte del agua se ve la cantidad de sedimentos existentes, se mide el volumen y se calculan los porcentajes de cada uno en la mezcla.

Es importante conocer los porcentajes de agua y sedimentos a través de todo el sistema de producción ya que así se puede tener un monitoreo general de cómo va quedando en calidad el crudo para su exportación y envío a refinación; con esto se sabe si es necesario enviar el crudo a algún proceso de deshidratación o etapa de separación, para eliminar un mayor porcentaje de agua y sedimentos básicos, que sea aceptable y esté de acuerdo con los contratos de compraventa que maneja Petróleos Mexicanos Internacional.

En la Terminal Marítima Dos Bocas hay personas encargadas de monitorear y recoger muestras constantemente para llevarlas al laboratorio y poder determinar de manera puntual que porcentajes de agua y sedimentos se están manejando, ésto se incluye en los reportes que se generan en la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos, donde las personas encargadas de la operación y acondicionamiento del aceite; determinan si es necesario extender el tiempo de residencia de algún proceso o si es necesario añadir algún químico para mejorar la calidad del crudo. En la figura 1.4 se observan muestras frescas de los tanques de almacenamiento, que fueron analizadas en el laboratorio de la Terminal.



Fig.1.4. Muestras de crudo de los tanques de almacenamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas.



Fig. 1.5. Las muestras se colocan en recipientes graduados para meterse a la centrifugadora y una vez que son separados se miden los porcentajes de agua y sedimentos básicos.



Fig.1.6. Modelo de una centrifugadora

### 1.5.3.- Clasificación de los petróleos crudos

Conforme a las diferentes aplicaciones y tipos de actividades en donde son procesados los petróleos crudos existen diversas clasificaciones. En la refinación de los productos, la clasificación se basa en los porcentajes de las fracciones obtenidas en la destilación, esto es:

No. de Carbonos	Nombre	Punto de ebullición
C <sub>5</sub> a C <sub>10</sub>	Gasolinas	15 ° a 200 ° C
C <sub>11</sub> a C <sub>12</sub>	Keroseno	200 ° a 260 ° C
C <sub>13</sub> a C <sub>20</sub>	Gasóleo	260 ° a 332 ° C
C <sub>20</sub> a C <sub>40</sub>	Aceite lubricante	332 ° a 421 ° C
Mayor a C <sub>40</sub>	Residuo	

Tabla 1.3. Clasificación del crudo de acuerdo a sus fracciones obtenidas.

Desde el punto de vista químico, existe una clasificación de los petróleos crudos, que se basa en la proporción relativa de tres componentes principales: parafinas, naftenos y aromáticas (clasificación según Tissot y Welte, 1978), los cuales constituyen en forma general los siguientes compuestos:

- Parafínicos: Aceites ligeros, generalmente líquidos con excepción de algunas ceras altos números de carbonos; su viscosidad es baja y el porcentaje de azufre es también bajo. El contenido de resinas y asfaltenos es menor al 10 %; por ejemplo, algunos aceites de Libia, Indonesia y México.
- Parafínico – nafténico: Son aceites cuya densidad y viscosidad son un poco mayor a la del grupo anterior. El porcentaje de resinas y asfaltenos va del 5 a 15% y el contenido de azufre es bajo; por ejemplo, algunos aceites de Ecuador.
- Nafténicos: Petróleos crudos poco comunes, se cree que derivan de aceites parafínicos biodegradados; por ejemplo, los aceites del Golfo de México.
- Aromáticos: Constituyen la clase más abundante de los petróleos crudos. Los aceites son pesados y el contenido de azufre es mayor al 1 %. El porcentaje de resinas y asfaltenos varía del 10 al 30 %: por ejemplo: Medio Oriente, Cuenca Pérmica de E.U., Venezuela y Canadá.
- Aromáticos – nafténicos y asfálticos. Aceites pesados y con alta viscosidad, generalmente se trata de aceites biodegradados.

#### 1.5.4.- Posibles causas de la producción de agua en los pozos

La producción de agua es indeseable debido a que ocasiona problemas en el transporte, producción de aceite, en los procesos para acondicionamiento del crudo, en la refinación y en las capacidades de las bombas. Los problemas que ocasionan son:

1. En principio que se gasta energía para transportar un elemento que no es deseable.
2. Ocupa un volumen en los ductos, el cual es mejor si se tratase de solo aceite.
3. Ocasiona que se formen emulsiones,
4. El agua propicia la formación de ácidos dañinos al sistema de transporte, provocando corrosión.
5. El agua lleva sales y sedimentos que provocan abrasión, entre otros.

Las posibles causas de la producción de agua son varias y pueden ser de distinto origen, tal como se clasifica a continuación:

- Causas naturales inherentes al yacimiento son: una alta saturación inicial de agua, conificación de agua, alta permeabilidad relativa al agua.
- Causas inherentes al pozo son: la terminación, la distancia al contacto agua/aceite, la geometría del pozo.
- Causas debidas a la producción son: altos gastos, mal manejo del control de la producción.
- Causas ocasionadas: falta de análisis de información, reparaciones mayores, reparaciones menores, estimulaciones, por recuperación secundaria y mejorada.
- Causas posteriores a la producción primaria: Ocasionadas por recuperación secundaria o invasión de agua y por recuperación mejorada ocasionada por alteraciones de la permeabilidad de la formación.

La irrupción prematura del agua vista como un problema, se presenta generalmente por falta de análisis o atención a los datos que incluyen: los reportes de perforación, los núcleos obtenidos, o por falta de la misma información. Algo que puede inducir la producción indeseada de agua, es el fracturamiento hidráulico o los tratamientos matriciales con ácido en las barreras naturales de baja permeabilidad, que en ocasiones son dañadas durante la terminación del pozo.

La producción excesiva de agua puede ser también ocasionada por el agotamiento natural de un yacimiento, dado el avance del contacto agua-aceite con el tiempo, donde el manejo correcto del avance del agua (natural o artificial) puede implicar un arrastre mayor de aceite cuando se tienen comunicaciones de alta eficiencia de barrido. Las mejores prácticas de terminación, reparación y mantenimiento de pozos, pueden retrasar, pero no parar la producción excesiva de agua. En muchos de los casos donde los ritmos de explotación o gastos de producción son la causa de la aportación excesiva de agua, estos deberán ser evitados o disminuidos a valores por debajo de los considerados como críticos.

El entendimiento del comportamiento del yacimiento, proporciona bases para determinar si la producción de agua podrá ser manejable o para determinar si la producción continua de agua será excesiva y por tanto un problema en un futuro inmediato.

Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo, se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. El agua producida se puede considerar beneficiosa o perjudicial. El agua beneficiosa barre un volumen de petróleo y arrastra con ella una cantidad substancial de crudo. El volumen de agua beneficiosa está determinado por el costo de su eliminación. Por el contrario, el agua perjudicial inhibe la producción de petróleo, si bien por lo general, se la puede reducir si se logra identificarla.

Es necesario mencionar que la producción de agua también puede ser inducida por estimulaciones realizadas sin los estudios necesarios y que provoca un efecto contrario a su objetivo.

El agua en los pozos petroleros, tiene su origen desde el inicio de la formación del aceite, ésta se encuentra atrapada con el aceite y gas en el volumen poroso de las formaciones. Si se trata de una saturación de agua congénita, el agua llenó los poros en el momento en que se formó la roca. Después de un tiempo de explotación del yacimiento, el agua se presentará inicialmente como trazas que se irán incrementando paulatinamente, hasta tener producción de agua que se considerará como indeseable y que comenzaran a provocar problemas, los cuales reducirán la producción.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la explotación, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae aceite de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de pozos inyectores se mezclará o será producida junto con el aceite.

Las causas potenciales de la presencia de agua que se pueden identificar tomando en cuenta la información disponible, son mostradas en la Fig. 1.7.

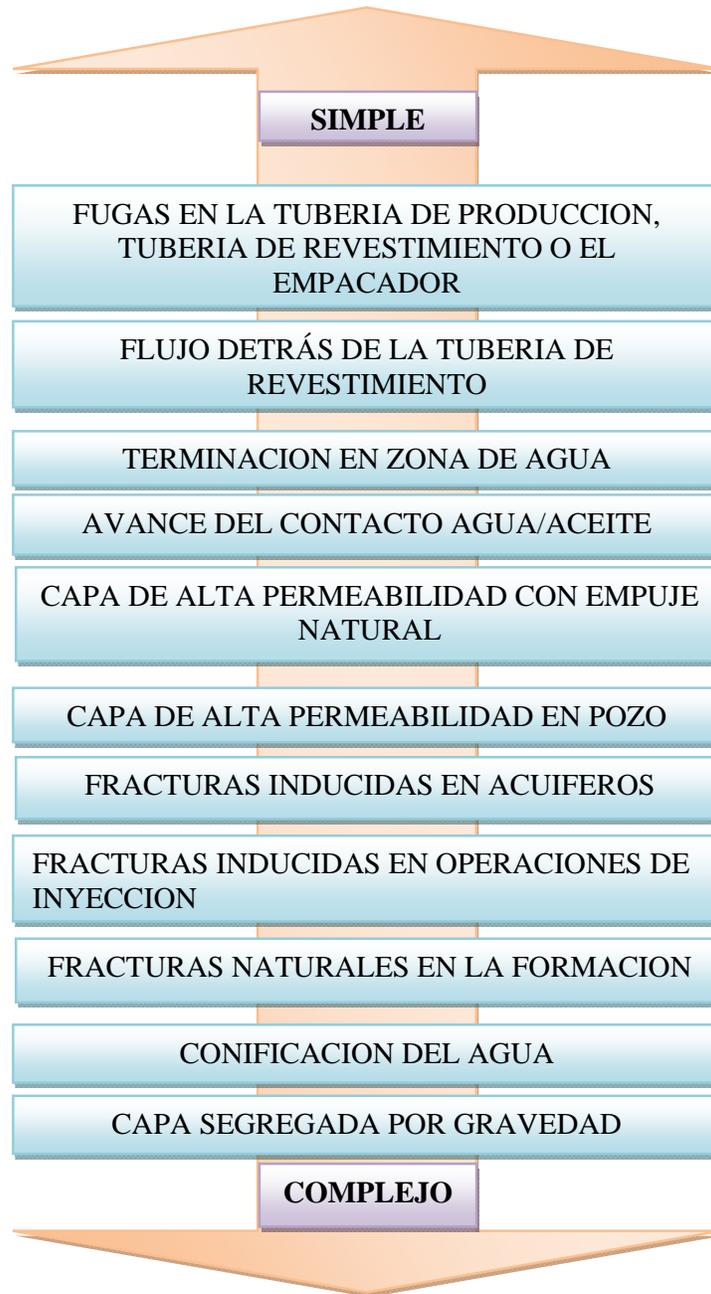


Fig. 1.7. Causas potenciales de la presencia de agua

### 1.5.5.- Deshidratación de petróleo crudo.

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. Por lo regular, es igual o inferior al 1 % de agua. 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 baja. La otra parte del agua es íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura 1.8.

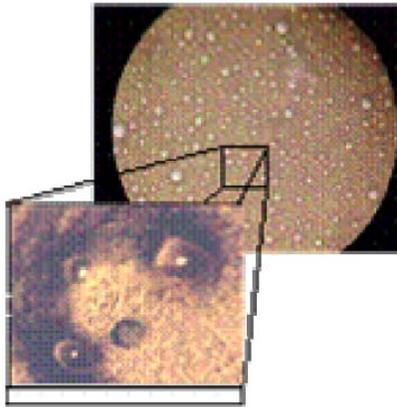


Fig. 1.8 Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.

La deshidratación es una parte necesaria del manejo de la producción en las regiones productoras de crudo. Aún cuando las dificultades, por alto contenido de agua, se presentan al principio de la vida productiva de muchos campos, este problema en sus aspectos más amplios, es característico de los periodos posteriores o de declinación de la productividad; cuando la presión de gas de la formación y la producción de aceite están disminuyendo, y la corrosión de las tuberías de ademe ha progresado y las cementaciones defectuosas han permitido que el agua invada al yacimiento y al pozo.

La mayoría de los compradores de petróleo crudo requieren que el porcentaje de agua y sólidos suspendidos que se encuentren en el aceite reduzcan a menos del 0.5 %. Si el aceite contiene más de esta cantidad de agua, debe ajustarse a un proceso de tratamiento destinado a reducir su contenido por abajo del límite prescrito. Los métodos que existen para deshidratar el crudo pueden alcanzar una separación razonablemente completa del agua emulsionada en el aceite (hasta el 95 %); pero hay ocasiones que se requieren el uso de dos o más métodos para deshidratar el crudo ya sea que se usen simultáneamente o bien consecutivamente dos o más procesos diferentes, produciendo un resultado que es superior al de cualquiera de ellos por separado. Aun cuando no se tienen estadísticas de la cantidad de agua emulsionada producida en los campos petroleros, se sabe que el tratamiento de ese aceite para obtener su deshidratación completa representa un renglón importante en los gastos de operación de la producción de aceite.

### 1.5.6.- Eliminación de la sal del petróleo

El proceso de desalado del crudo 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 en sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones de contenido de agua y sales en el crudo.

Las sales minerales están presentes en el crudo de diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas. La salinidad de la fase acuosa varía desde 100 ppm hasta la saturación, que es de 300, 000.00 ppm (30 % peso). El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruro, expresado como cloruro de sodio equivalente por 1000 barriles de crudo limpio (Libras por cada Mil Barriles, o en inglés Pounds per Thousand Barrels, PTB).

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto las refinerías desalan el crudo entre 15 y 20 LMB o en casos hasta de 1 LMB.

El desalado en campo reduce la corrosión en: bombeo, ductos, tanques de almacenamiento, etc. Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause daños en los equipos y sea inyectada al yacimiento.

La sal en el petróleo crudo es resultado de la composición del agua salada en el yacimiento, que deja algún contenido de sal en el aceite. La presencia de sal en el petróleo lo hace corrosivo y destructor para la infraestructura del transporte y el equipo de refinación. La sal en el crudo se puede eliminar desemulsificando el aceite (hasta 100 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 1 % de agua, para manejarse en oleoductos y 10 libras de sal por cada mil barriles de aceite y 0.1 % de agua, para refinación o exportación).

**Capítulo 2. Descripción del área de proceso de la Terminal Marítima Dos Bocas**

**2.1.- Localización de la Terminal Marítima Dos Bocas**

La Terminal Marítima de Dos Bocas se encuentra ubicada en la jurisdicción del municipio de Paraíso, al norte del estado de Tabasco, en un sitio denominado “Dos Bocas”, siendo su localización la que se define por los siguientes límites geográficos: al norte, el litoral del Golfo de México, al sur el cauce del Río Seco, al oriente, la Laguna de Mecoacán, y al poniente el poblado el Limón. Como se puede ver en la figura 2.1.



Fig. 2.1. Se observa la localización de la Terminal Marítima Dos Bocas en el municipio de Paraíso, Tabasco.

2.2.- Descripción de la Terminal Marítima Dos Bocas y del área de proceso

La Terminal Marítima de Dos Bocas fue construida con la finalidad de sustentar las actividades, de exploración, perforación y explotación de los yacimientos petrolíferos, así como las asociadas con operaciones de procesamiento, manejo y exportación de crudo y diversos productos petroquímicos básicos.

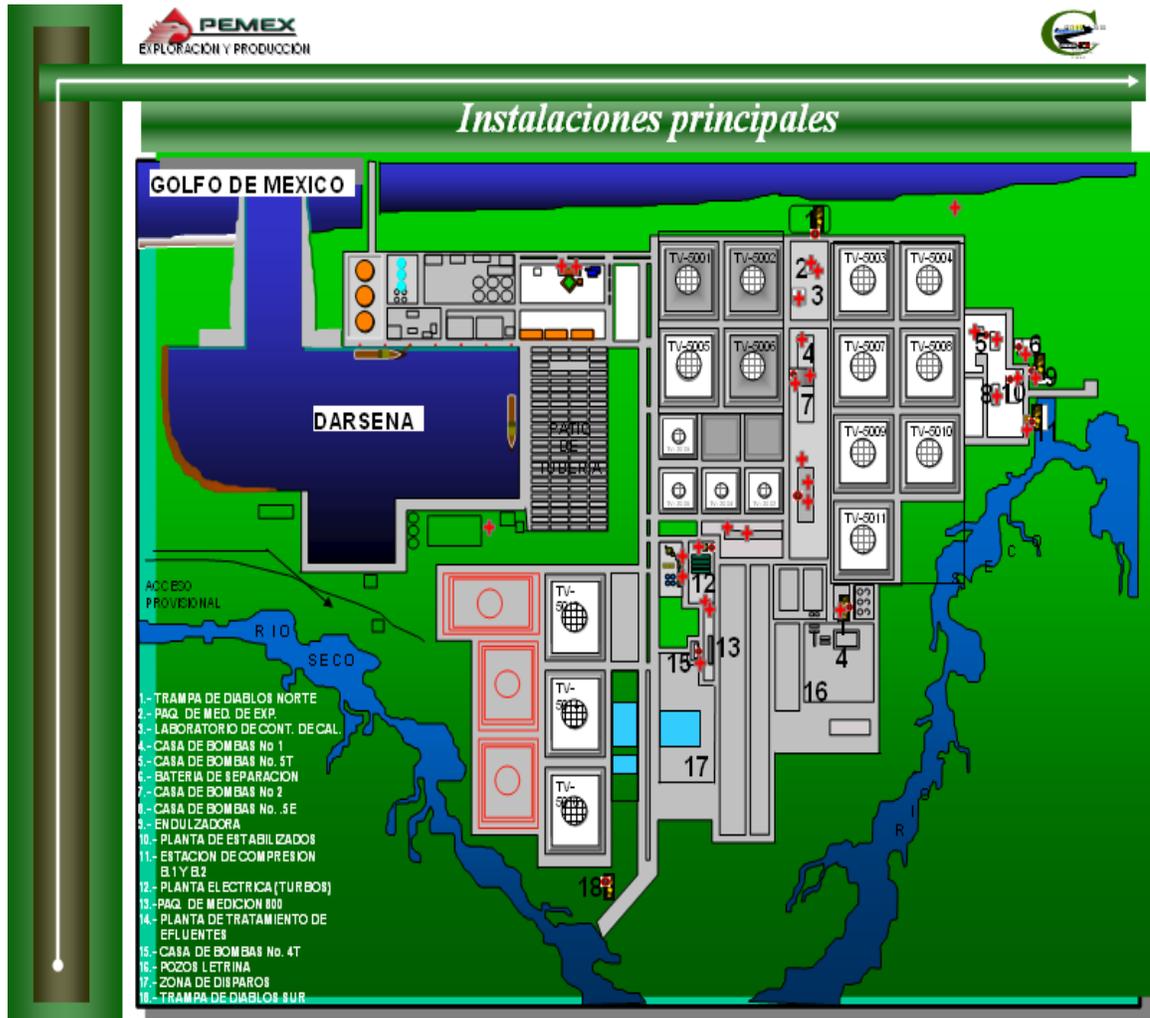


Fig. 2.2.- Se muestra un diagrama de las instalaciones principales de la Terminal.

**2.3.- Objetivos fundamentales de operación la Terminal Marítima Dos Bocas**

Los objetivos fundamentales son:

- Procesamiento, manejo y exportación de crudo y recuperación de gas.
- Suministros de insumos y servicios para el apoyo de operaciones de exploración, perforación y explotación de los yacimientos petrolíferos de la plataforma continental del Golfo de Campeche y Litoral de Tabasco.

**2.4.- Descripción general del proceso de recibo, acondicionamiento y exportación de crudo en la Terminal Marítima de Dos Bocas**

La Terminal Marítima Dos Bocas, recibe el crudo procedente de las plataformas marinas Abkatum-Alfa, Abkatum-Delta vía Pol-Alfa por las líneas de transporte “L3” y “L4” de crudo ligero, con una producción diaria de 600,000 BIs, Nohoch-A, Akal-J y Akal-C, por las líneas “L1” y “L2” crudo pesado, con una producción diaria de 2,000,000 BIs, a través de la plataforma de rebombeo, y el crudo terrestre procedente de los campos Cunduacán, Puerto Ceiba y Litoral; el crudo es acondicionado y almacenado para su envío a los diferentes centros de distribución.

Existen plataformas de enlace, de proceso, de perforación y de producción. De la Región Marina Sur Oeste se recibe crudo desde las plataformas POL-A, ABK-A Y ABK-D. De la Región Marina Noreste se manda crudo pesado desde AKAL-J que se recibe en la RMNE por línea “L2”, y desde AKAL-C que llega a la Terminal Marítima Dos Bocas por línea 1. El crudo que se produce en la Región Marina Sur Oeste es un crudo ligero a excepción de pocos pozos que producen pesado. En la figura 2.3 se puede observar la red de producción de crudo y las conexiones de los ductos hasta llegar a la Terminal Marítima Dos Bocas.

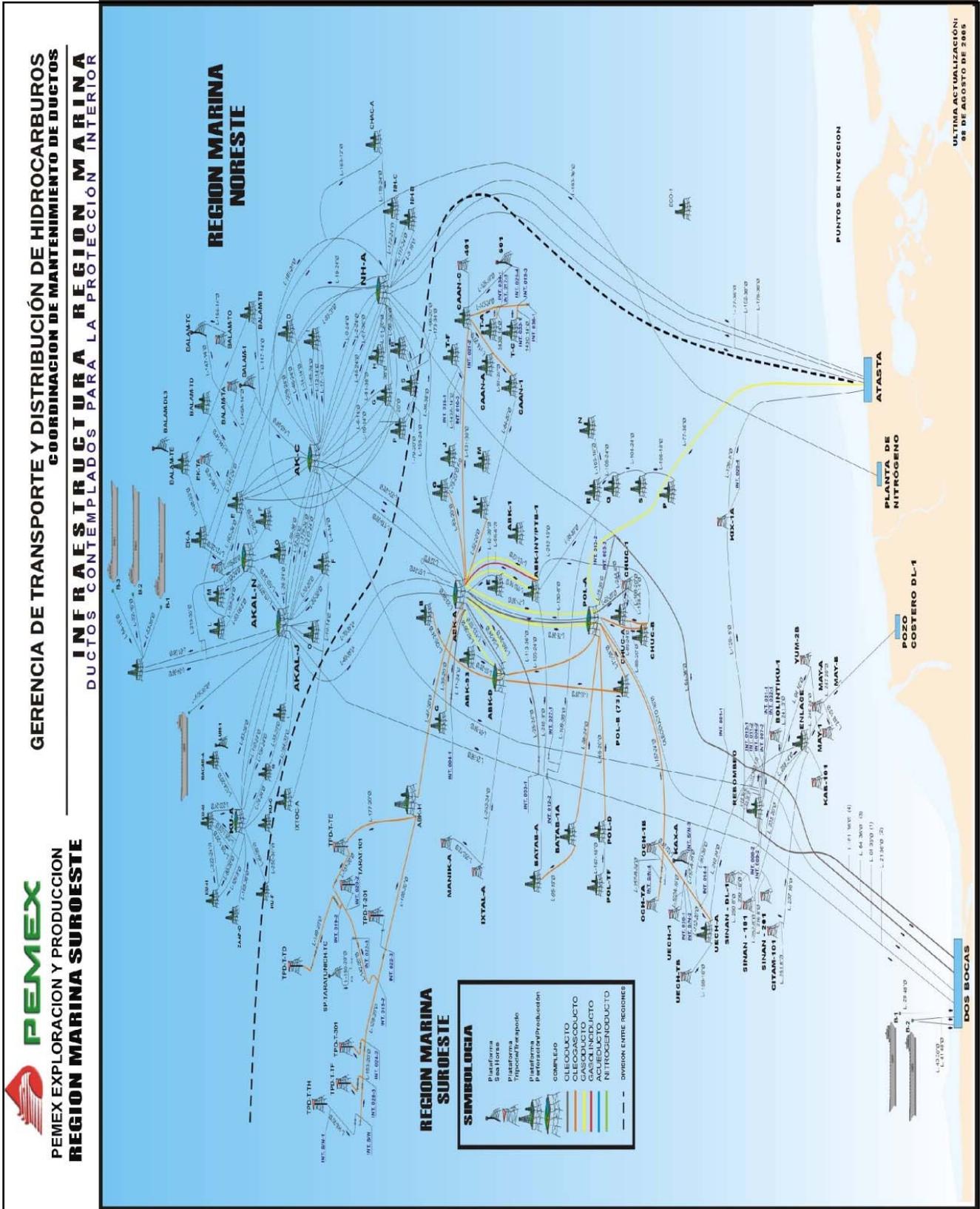


Fig. 2.3. Diagrama de la red de producción de petróleo crudo de la región Marinas Sur Oeste y la Región Marina Noroeste.

El aceite pesado y extra pesado es producido principalmente en la Región Marina Noroeste, de este aceite se envían 900 MBPD a Cayo Arcas que es una plataforma que cuenta con 3 Boyas, donde cargan barcos desde cualquiera de las 3 boyas. También se envía al FSO (floating storage offshore): "Ta'kuntah" que tiene una capacidad promedio de almacenamiento de 2 millones de barriles, del cual cargan los barcos de dos vertientes que tiene el FSO. Otra parte del pesado es la que se recibe en la Terminal Marítima Dos Bocas por líneas "L1" y "L2".

El aceite pesado que es recibido en la Terminal Marítima Dos Bocas, se exporta en las Mono Boyas de la Terminal, o bien se inyecta para disminuir el excedente en la calidad del crudo ligero, o también se envía al sistema de refinación.

El aceite ligero que se produce de la Región Marina Sur Oeste una parte se envía a la plataforma de enlace "ABK-A" a "AKAL-J", con la finalidad de crear una mezcla que permita obtener crudo maya aligerado. Otra parte se envía a tierra y se recibe en la Terminal Marítima Dos Bocas por líneas "L3" y "L4" del complejo del Activo Integral Abkatun Pol Chuc (AIAPCH) y del complejo de Litoral de Tabasco.

El crudo que se recibe de los pozos o las plataformas se conoce como ligero o pesado, ya cuando tienen salida para comercialización se conocen como crudo Maya y crudo Istmo.

El manejo de los hidrocarburos en la Terminal Marítima Dos Bocas se inicia en un área de recepción conocida como zona de llegada o de trampas norte, que distribuye toda la producción de crudo ligero istmo a la batería de separación trifásica y parte del pesado Maya a la plataforma elevada de estabilización. Estas corrientes de crudo provienen de los complejos marinos de producción en donde se lleva a cabo las dos primeras etapas de separación (estabilizado) en esta terminal, para acondicionar el crudo que se envía a almacenamiento y distribución. Después del proceso de estabilización el crudo istmo se junta con la línea tres la cual es calentada y enviada a la plataforma de estabilizado, sobre esta línea caen las corrientes provenientes de puerto Ceiba y Litoral de Tabasco, se succiona en un lugar conocido como casa de Bombas 5T descargándose para su envío por gravedad a casa de bombas 2, el crudo de la línea 3 una parte se envía a Nuevo Teapa y la otra es enviada a deshidratación de crudo, para después, enviar a tanques de almacenamiento.

En cuanto al crudo pesado ya estabilizado y que viaja en las líneas 1 y 2, es manejado en la casa de bombas 5T y casa de bombas 5E que envía el crudo hacia el almacenamiento y succión en la CB 4T a través de la cual se rebombee a Nuevo Teapa para consumo nacional.

El crudo ligero y pesado de la terminal enviado a tanques de almacenamiento se utiliza para cumplir los programas asignados de exportación.

El crudo Puerto Ceiba procedente de los pozos con su mismo nombre y el crudo Litoral llegan al área de recibo y de ahí es enviado con las otras líneas a la batería de separación, donde son separados en vasijas de separación trifásicas, el gas es utilizado por la endulzadora y el aceite pasa a estabilizado para una segunda etapa de separación debido a que contiene una gran cantidad de gases.

La carga de buque tanques para la exportación de los dos tipos de crudo se realiza a través de tres líneas submarinas distribuidas mediante dos mono-boyas situadas a 21 km, en donde la boya 1 tiene una línea de 48" Ø y la boya 2 tiene dos líneas una de 36"Ø y otra de 48"Ø, estas líneas están cubiertas por concreto y tienen una protección catódica, de la costa, en profundidades de 28 mts requeridas para fondear embarcaciones petroleras, de hasta 250mil toneladas peso muerto, el crudo entregado a exportación es medido mediante dos paquetes de medición certificados internacionalmente(100 y 200), ubicados en la terminal.

Con la finalidad de determinar la calidad del crudo que se maneja en la Terminal Marítima Dos Bocas y del que se envía a exportación y consumo nacional, se cuenta con un laboratorio de control de calidad, el cual tiene como función realizar los análisis que se requieran.

El manejo de vapores obtenidos en la plataforma de estabilización se efectúa mediante el sistema de compresión que consiste de dos etapas y el cual se envía el gas a la batería de Cunduacán para su compresión y envío al complejo petroquímico de Cactus, Chiapas.

Cada uno cuenta con su quemador, (estabilizado y compresoras).

Dentro de la terminal todas las aguas residuales y pluviales que son desechadas, llegan por medio de líneas al tratamiento de efluentes en donde ya saneados conforme a las normas ambientales vigentes son descargadas a través de tres medios:

1. Al mar a través del difusor marino,
2. A dos pozos de inyección en donde como su nombre lo dice, es inyectado al subsuelo, y
3. Mandado a una dársena.

## **2.5.- Filosofía de la Gerencia de Transporte de Distribución de Hidrocarburos en cuanto a calidad del crudo para su exportación**

A medida que el yacimiento es explotado ocurren muchos cambios en la naturaleza del crudo, el proceso de producción tiene que ser adaptado a esta evolución. Con los años, los patrones de producción han cambiado considerablemente para muchos campos. Esta situación ha resultado en cambios drásticos en las relaciones gas/aceite y mayores porcentajes de aguas y sólidos en el crudo.

Con el tiempo los campos empiezan a producir agua de formación. El agua de formación puede ser dulce o salada, el contenido de sal del crudo depende de la salinidad del agua de formación y la cantidad de agua emulsionada.

Grandes cantidades de agua son generadas durante la producción de aceite y gas. En México se producen aceite con grandes proporciones de agua, el agua que viene es un agua congénita con una gran cantidad de sal, esto provoca problemas no solo en las instalaciones petroleras por corrosión, sino también es una causa de incumplimiento en los contratos de compraventa de aceite.

Viendo el panorama en el que se encuentra la Región Marina Suroeste se decidió aplicar la tecnología adecuada, así como la instalación y construcción de 4 tanques de deshidratación de crudo, los cuales se complementan con separadores trifásicos, vasijas electrostáticas. Así como adición de químicos y agua de dilución para romper la emulsión que tiene el agua con el aceite. Para el crudo pesado se acondicionaron dos tanques de almacenamiento como tanques deshidratadores.

El agua producida junto con el aceite en México contiene sales en altas concentraciones, la sal se encuentra disuelta en el agua que está dispersa dentro del crudo, de esta manera al remover el agua del crudo se elimina el problema de la sal, ya que el contenido de sal en la fase del aceite es mínima comparada con la que existe en la fase del agua, para eliminar la sal se inyecta en casa de bombas 5T agua de dilución.

Se ha observado estadísticamente de los reportes generados de los tanques de almacenamiento en la Terminal que a mayor cantidad de agua eliminada disminuye también la salinidad del crudo, por lo cual el problema a combatir es el porcentaje de agua en el crudo.

Los medios para deshidratar el crudo en la Terminal Marítima de Dos Bocas son: el tiempo de retención proporcionado en tanques de almacenamiento, la inyección de agua para lavado del crudo( remoción de sal, que a su vez facilita la deshidratación del crudo), el calor añadido al crudo debido al calentamiento del mismo, el proceso que se lleva a cabo en los tanques deshidratadores, la segregación gravitacional, la adición de químicos y productos tales como desemulsificante, la inyección de agua de lavado a cierta temperatura, el paso del de crudo por las vasijas electrostáticas y el control de la temperatura del crudo.

Recientemente se han realizado contratos con diversas compañías para atacar la deshidratación de crudo por medio de la adición de químicos, los cuales son añadidos en la plataforma de rebombeo o bien directamente a las líneas de transporte en la Terminal Marítima de Dos Bocas. Se ha observado mundialmente que la adición de químicos desmenuzante que se inyectan en las corrientes de los sistemas de deshidratación junto con el uso de un sistema de deshidratación (separador trifásico, tanque de asentamiento, etc.) puede exitosamente remover hasta un 95 por ciento del agua producida en el aceite, así también se emplean mucho las vasijas electrostáticas como un medio efectivo para disminuir el porcentaje de agua; este método es muy recomendado ya que no requiere agua y esto es aprovechado por países que no cuentan y no quieren desperdiciar tan valioso recurso, sin embargo en la Terminal Marítima Dos Bocas las vasijas con cuentan con la capacidad y el arreglo adecuado para deshidratar crudo pesado, quedando de manera estratégica en caso de desviar el crudo o bien para pequeñas cantidades.

Cabe resaltar que los sistemas de deshidratación empleados a nivel mundial dependerán de muchos factores, como lo son, la gravedad del aceite, los yacimientos de los cuales se están produciendo y a su vez la madurez de tales yacimientos, de las saturaciones dentro del yacimiento, de los ritmos de explotación; muchas veces cuando los pozos y los yacimientos se intervienen con sistemas artificiales de producción o con sistemas de recuperación mejorada, dependiendo que sistema se implemente se puede tener cortes de agua mas grandes. Hay países que implementan sistemas de deshidratación de crudo en base a las instalaciones con las que cuentan, muchos sistemas son arreglos a tanques de almacenamiento que se adecuan para crear tanques de lavado, se han adecuado también vasijas de separación que se le han modificado sus internos para hacer vasijas deshidratadoras o bien vasijas electrostáticas. Muchas veces por no contar con los sistemas de deshidratación de crudo se ha preferido inyectar químicos y complementar con tanques de almacenamiento usándolos como tanques de asentamiento para que por gravedad y segregación gravitacional se pueda eliminar el agua dependiendo del tipo de crudo que se va a deshidratar, que es el caso de la Terminal Marítima Dos Bocas.

Se da el caso de países como Kuwait que producen crudo ligero de grados API similar al que se produce en México, pero a diferencia de nosotros ellos no cuentan con agua para usar tanques deshidratadores, por lo cual lo más conveniente para ellos fue el uso de vasijas electrostáticas.

La mayoría de los sistemas que se implementan están en función de los costos y beneficios que reflejaran durante su vida útil, hay que elegir aquellos que sean más rentables, eficientes y económicos.

Como fue en el caso de varias instalaciones alrededor del mundo en la Terminal Marítima Dos Bocas no se esperaban cortes de agua tan significativos como los actuales, por lo cual se ha ido modificando y mejorando los sistemas actuales, se han implementado nuevos y como ha sido el caso se han modificado hasta las líneas de transporte para manejar por separado corrientes

de crudo ligero como pesado para separarlos de acuerdo al sistema que mejor ha convenido.

### **2.6.- Calidad del crudo pesado para su exportación**

Es importante mencionar que para que el crudo pueda ser exportado se tiene que cumplir con lo establecido en los contratos de compraventa de aceite, dado que los buquetanques provenientes de varios países que cargan crudo de la Terminal Marítima de Dos Bocas no recibirán el crudo hasta que esté bajo las especificaciones convenidas, lo cual genera pérdidas tanto para el barco como para PEMEX, por esto mismo es muy importante monitorear constantemente los parámetros principales, como son grados API, viscosidad Saybolt, las libras de sal por cada mil barriles, entre otros.

Hay muchos parámetros que tienen que ser analizados constantemente para determinar las características del crudo, desde su llegada y al ser acondicionado para envío a refinación o exportación para esto en el laboratorio se realizan una serie de pruebas para monitorear dichas condiciones.

### **2.7.- Laboratorio de análisis de crudo de la Terminal Marítima Dos Bocas.**

Se encuentra ubicado en el área de proceso a un costado del cuarto de control a exportación, se creó con la finalidad de determinar la calidad del crudo que se maneja en la Terminal y del que se envía a exportación y a consumo nacional.

Su función del laboratorio es efectuar los análisis requeridos para determinar las características del crudo.

En el laboratorio se realizan diferentes actividades, las cuales consisten en:

- Realizar los análisis diarios de las líneas en operación.
- Realizar los análisis de las muestras tomadas de los patines de calidad.
- Se efectúan análisis para las muestras mandadas de las plataformas y al diesel utilizado en la Terminal.

Los análisis básicos que se efectúan al crudo son:

- ◆ Densidad API,
- ◆ Porcentaje de agua y sedimento (A/S),
- ◆ Salinidad,
- ◆ Viscosidad,
- ◆ Azufre,
- ◆ PVR, y
- ◆ En ocasiones punto de inflamación, asfaltenos, etc.

## Capítulo 3. Emulsiones

### 3.1.- Introducción

La formación de emulsiones durante la producción de crudo es un problema costoso, en términos de los químicos usados y en pérdidas de producción.

El agua salada está presente en el crudo en forma de emulsión. Cuando el agua de la formación producida es altamente salina, como es el caso de México y Kuwait, entre otros países, la deshidratación directa del crudo no es la única solución.

Raras veces se tiene producción de aceite sin producir agua. Normalmente se tiene producción de agua que viene junto con el aceite, la cual crea numerosos problemas durante la producción de aceite. La producción de agua ocurre de dos maneras: una parte del agua puede ser producida como agua libre (agua que se eliminará rápidamente), y la otra en forma de emulsiones. Las emulsiones son difíciles de tratar y causan numerosos problemas operacionales, tales como producción de aceite fuera de especificaciones, creación de caídas de presión en los ductos. Las emulsiones deben ser tratadas para remover el agua dispersa y las sales inorgánicas asociadas para que el crudo cumpla con las especificaciones para transporte, almacenamiento, exportación y para reducir la corrosión en las instalaciones de producción costa adentro.

Las emulsiones pueden estar en todas las etapas de la producción de aceite y en su proceso: en el yacimiento, los pozos, cabezales, y las instalaciones para tratamiento de crudos húmedos; transporte en ductos, y almacenamiento de crudo, y durante el procesamiento del petróleo.

### 3.2.- Definiciones

Emulsión.

Una emulsión es una mezcla íntima y estable de agua y aceite. Es un sistema heterogéneo constituido, por lo menos, por un líquido no miscible disperso íntimamente en otro en forma de gotas, cuyos diámetros son generalmente mayores a 0.1 micras. La estabilidad de dicho sistema puede alterarse por medio de agentes activos de superficie, sólidos finamente divididos, etc.

Una emulsión de crudo es una dispersión de gotas de agua en el aceite. Las emulsiones producidas en campo se clasifican en tres grupos:

- Emulsiones de agua en aceite.
- Emulsiones de aceite en agua.
- Emulsiones complejas o múltiples.

Las emulsiones agua en aceite consisten en gotas de agua (partículas) en una fase continua de aceite, y las emulsiones aceite en agua consiste en gotas o partículas de aceite en una fase continua de agua. Las más comunes son las emulsiones agua en aceite, las emulsiones aceite en agua se conocen como emulsiones inversas. Las emulsiones múltiples son más complejas y consisten de gotas pequeñas suspendidas en gotas más grandes que están suspendidas en una fase continua. En la figura 3.1 se puede ver los tipos de emulsiones.

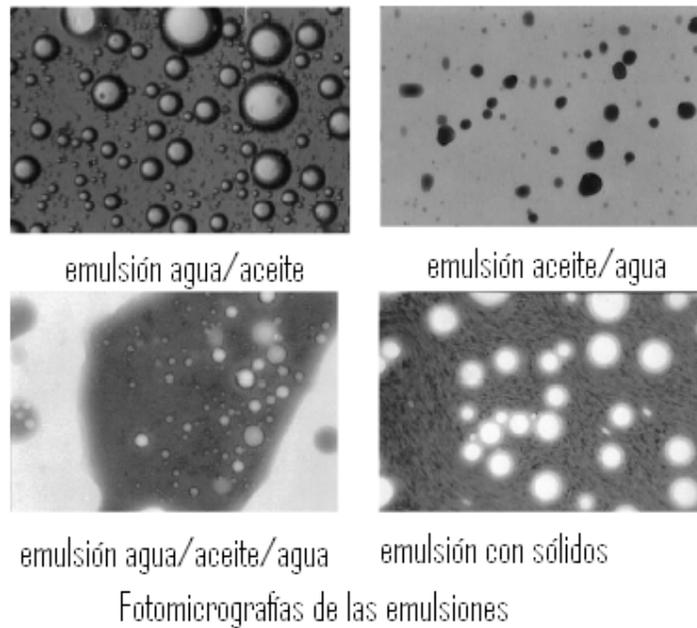


Fig. 3.1.- Micrografías de los tipos de emulsiones.

La fase formada por las gotas aisladas se llama fase dispersa o fase interna. La fase que forma la matriz en donde las gotas están suspendidas, se llama fase continua o externa.

Las emulsiones son estabilizadas por los emulsificantes (por ejemplo, agentes surfactantes) que tienden a concentrarse en la interfase aceite/agua donde forman películas interfaciales. Lo cual lleva a la reducción de la tensión interfacial y promueve la dispersión y emulsificación de las gotas. Los componentes emulsificantes naturales tienen un punto de ebullición más alto, tales son los asfaltenos y resinas, y los ácidos inorgánicos y bases. Estos compuestos se creen que sean los principales constituyentes de las películas interfaciales, que se forman alrededor de las gotas de agua y forman las emulsiones. Otros surfactantes que pueden estar presentes son de los químicos que son inyectados en la formación o en los pozos (por ejemplo los fluidos de perforación; químicos para estimulación; inhibidores de corrosión, antiescala, ceras y control de asfaltenos). Los sólidos finos pueden actuar como estabilizadores mecánicos. Estas partículas que tienen que ser más pequeñas que las gotas de agua, se juntan en la superficie aceite/agua y son

mojadas tanto por el agua como el aceite. La efectividad de estos sólidos para hacer la emulsión más estable depende de muchos factores, tales como el tamaño de las partículas, interacciones entre las partículas y la mojabilidad de las mismas. Los sólidos encontrados en el aceite producido incluyen partículas de arcillas, areniscas, parafinas y asfaltenos, productos de corrosión, incrustaciones minerales, y lodos de perforación.

En las emulsiones de campo se caracterizan varias propiedades que incluyen apariencia, sedimentos básicos y agua, tamaño de la partícula, viscosidad interfacial, viscosidad del fluido y conductividades.

### **3.3.- Formación de las emulsiones**

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el aceite. Este tipo de emulsiones es el más común en la Industria Petrolera.

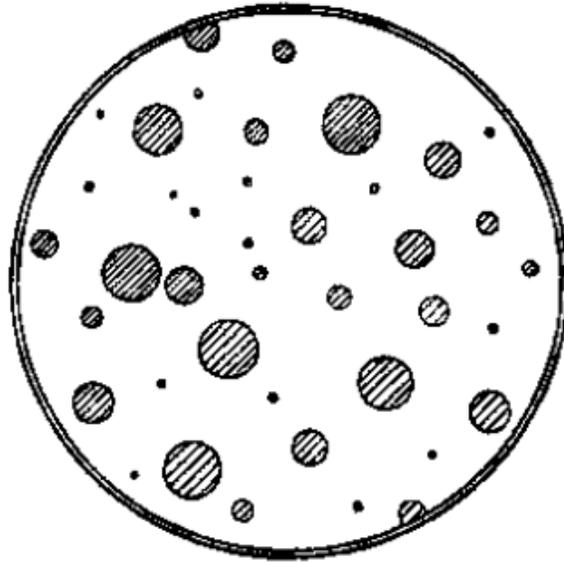
Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante; las gotas quedan aisladas entre sí tanto físicamente como eléctricamente. De la naturaleza de esta película rígida o elástica, depende la estabilidad de la emulsión. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes químicos emulsificantes polares de alto peso molecular (generalmente asfaltenos).

#### **3.3.1.- Agentes emulsificantes presentes en el aceite**

Tales como:

- Asfaltenos.
- Resinas.
- Cresoles.
- Fenoles.
- Ácidos orgánicos.
- Sales metálicas.
- Sedimentos.
- Arcillas.
- Productos de la corrosión.
- Sólidos finamente divididos, etc.

El aspecto microscópico de una emulsión de agua en aceite, se ilustra en la fig. 3.2. Las esferas son gotas de agua dispersas en el aceite. El diámetro de las gotas varía de una micra hasta centenas de micras.



**ASPECTO MICROSCOPICO DE UNA EMULSION  
AGUA/ACEITE.**

Fig. 3.2.- Aspecto microscópico de una emulsión.

Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable, siendo inestables a un pH de 10.5.

### 3.4.- Estabilidad de las Emulsiones

Desde un punto de vista termodinámico, una emulsión es un sistema inestable. Esto es debido que hay una tendencia natural para un sistema líquido/líquido de separar y reducir su área interfacial, y por tal, su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones son estables después de un período de tiempo. Las emulsiones producidas en campo se clasifican en su grado de estabilidad cinética:

- **Emulsiones débiles.** Las que tardan en separarse unos minutos. El agua que se separa se conoce más bien como agua libre.
- **Emulsiones medias.** Se separan en 10 minutos o más.
- **Emulsiones fuertes.** Se separan (algunas veces parcialmente) en horas o días.

Las emulsiones se consideran dispersiones coloidales líquido/líquido. Su estabilidad cinética es una consecuencia del tamaño de gotas y de la presencia de una película interfacial alrededor de las gotas de agua.

### **3.4.1.- Películas interfaciales**

Las emulsiones se estabilizan por las películas que se forman alrededor de las gotas de agua en la interfase aceite/agua. Estas películas son resultado de la absorción de moléculas polares de alto peso molecular que son interfacialmente activas. Estas partículas aumentan la estabilidad de la emulsión al reducir la tensión interfacial e incrementar la viscosidad interfacial. Las películas interfaciales altamente viscosas retardan la velocidad de drene de la película de aceite durante la coagulación de las gotas de agua al proveer una barrera mecánica a la coalescencia. Esto puede llevar a una reducción en la rapidez del rompimiento de la emulsión.

Las características de las películas interfaciales son función del tipo de aceite, composición y pH del agua, temperatura, la extensión a la que la película absorbida es comprimida, el contacto, el tiempo y la concentración de moléculas polares en el crudo.

### **3.4.2.- Clasificación de las películas Interfaciales de acuerdo a su movilidad**

Película Sólidas, o Rígidas.

Éstas se parecen a una película insoluble sobre las gotas de agua y se caracterizan por una alta viscosidad interfacial. Estas películas juegan un papel importante en no permitir el proceso de coalescencia de las gotas. Proveen una barrera estructural a la coalescencia de las gotas e incrementan la estabilidad de las emulsiones. Estas películas tienen propiedades visco-elásticas.

Películas Móviles, o Líquidas.

Estas películas, como su nombre lo dice, son movibles y se caracterizan por viscosidades bajas interfaciales. Se forman, cuando un desemulsificante se añade a una emulsión. Son inherentemente menos estables.

### **3.4.3.- Factores que afectan la estabilidad**

Los factores que afectan la estabilidad incluyen los siguientes.

#### **3.4.3.1.- Fracciones pesadas en el crudo**

Es bien sabido que los emulsificantes naturales (o estabilizadores) se concentran a altas temperaturas de ebullición, en las fracciones polares del

crudo. Estos incluyen asfaltenos, resinas, y ácidos orgánicos solubles en el aceite y bases. Estos componentes son los principales constituyentes de las películas interfaciales que rodean las gotas de agua que dan estabilidad a la emulsión.

Es bien sabido que los materiales pesados asfálticos estabilizan las emulsiones continuas de aceite. Los asfaltenos se alojan en la interfase aceite/agua debido a sus propiedades activas en la superficie. La acumulación de asfaltenos en la interfase da como resultado una película rígida. En la figura se puede observar la manera en que se forman las películas, las cuales actúan como una barrera para la coalescencia de la gota. Para que dos gotas puedan coalescer juntas, la película debe ser drenada y rota. La presencia de asfaltenos puede retardar de manera natural el drenaje de la película.

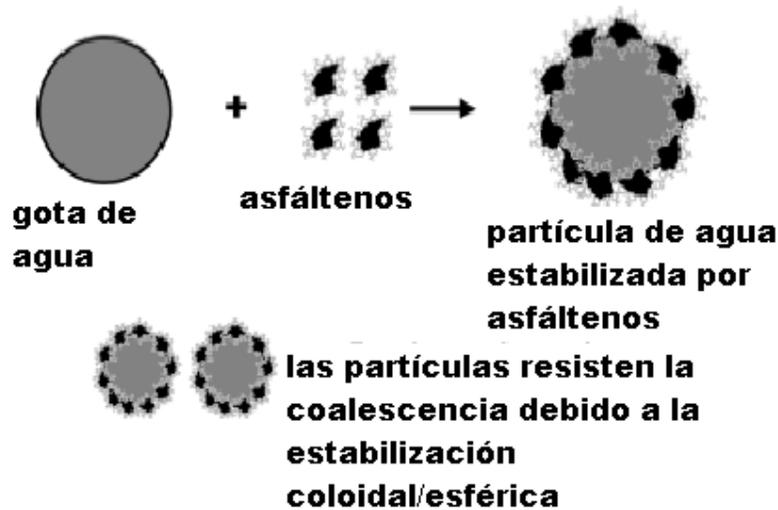


Figura 3.3. Mecanismo de estabilización de una emulsión por asfaltenos.

Las resinas son compuestos moleculares de alto peso molecular que no son solubles en etilacetato, pero son solubles en n-heptano. El papel de las resinas es estabilizar las emulsiones, se cree que se asocian con los asfaltenos, y juntos forman micelares. La unión de asfaltenos y resinas juegan un papel importante.

### 3.4.3.2.- Sólidos

Las partículas sólidas finas presentes en el crudo son capaces de estabilizar de manera efectiva las emulsiones. La efectividad depende de factores como el tamaño de la partícula, las interacciones entre las partículas, y la mojabilidad de los sólidos.

Las partículas sólidas estabilizan las emulsiones al esparcir la interfase aceite/agua donde forman estructuras rígidas (películas) que pueden inhibir la coalescencia de las gotas de agua. Las partículas sólidas pueden estar

cargadas, lo cual puede mejorar la estabilidad de la emulsión. Las partículas pueden ser más pequeñas que las gotas de la emulsión para poder funcionar como estabilizadores. Estas partículas pueden variar su tamaño desde 1  $\mu\text{m}$  a varios  $\mu\text{m}$ , y están suspendidas coloidalmente en los líquidos.

La mojabilidad de las partículas sólidas juega un papel importante en el proceso de estabilización de la emulsión. Si el sólido se encuentra enteramente en la fase agua o aceite, no será un estabilizador de la emulsión. Debe de estar presente en la interfase y debe ser mojado por ambas fases (aceite y agua) para poder actuar como un estabilizador de la emulsión. Cuando los sólidos son preferentemente mojados por aceite, en ese caso se formará la emulsión agua/aceite. De manera similar, los sólidos mojados por agua estabilizarán una emulsión continua en agua o una emulsión aceite/agua. Ejemplos de sólidos mojados por aceite son los asfaltenos y ceras. Ejemplos de sólidos mojados por agua son los escalas inorgánicas (por ejemplo,  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{CaSO}_4$ ), arcillas y arena. Las partículas mojadas por agua se pueden convertir en partículas mojadas por aceite con una cubierta de compuestos pesados orgánicos polares.

Cuando los sólidos son mojados por agua y aceite (mojabilidad intermedia), estos se aglomeran en la interfase y retardan la coalescencia gota/gota. La facilidad para formar y estabilizar emulsiones se ha relacionado con el contenido de asfaltenos, y el pH de la fase agua. La presencia de sólidos en la interfase también cambia las propiedades reológicas de la interfase que exhiba comportamiento viscoelástico. Esto afectará la rapidez de drenaje de las gotas y también el desplazamiento de las partículas en la interfase.

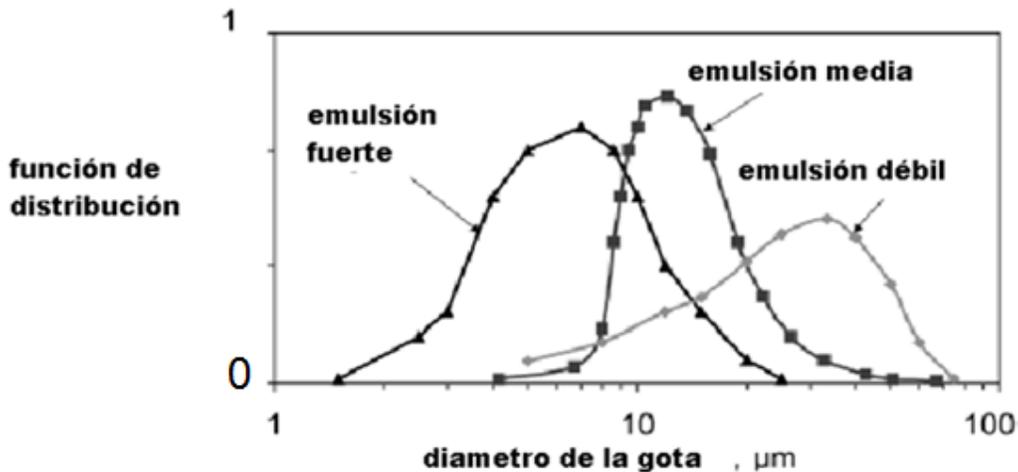
#### **3.4.3.3.- Temperatura**

La temperatura puede afectar la estabilidad de la emulsión de manera significativa. La temperatura afecta las propiedades físicas del aceite, agua, películas interfaciales, y las solubilidades de los surfactantes en las fases agua y aceite. Todo esto a su vez afecta la estabilidad de la emulsión. Es probable que el efecto más importante de la temperatura es en la viscosidad de las emulsiones, ya que ésta disminuye cuando la temperatura aumenta. Este decremento se debe al decremento de la viscosidad del aceite. Cuando hay existencia de ceras, son las principales causantes de problemas de las emulsiones, la aplicación de calor puede eliminar el problema de la emulsión completamente, al disolver las ceras en el crudo. La temperatura aumenta la energía térmica de las gotas y, con esto, se incrementa la frecuencia de colisión de las partículas. También reduce la viscosidad interfacial y resulta en una velocidad de drenaje mayor y en una mejor coalescencia de las gotas.

Se ha demostrado que un incremento en la temperatura lleva a una desestabilización gradual de la película interfacial aceite/agua. Sin embargo a altas temperaturas, existe una barrera cinética para la coalescencia de las gotas.

### 3.4.3.4.- Tamaño de las gotas

Como se ha mencionado previamente, el tamaño de las gotas varía desde 1  $\mu\text{m}$  a más de 50  $\mu\text{m}$ . Generalmente, las emulsiones tienen una distribución de las gotas de agua. En la figura 3.4 se muestran distribuciones típicas de emulsiones agua/aceite. Estas distribuciones se representan en histogramas o en funciones de distribución.



**Distribución del tamaño de las gotas de una emulsión de crudo. (Datos de una emulsión de crudo, de Arabia Saudita. Distribuciones obtenidas usando un microscopio Nikon y software de análisis de imágenes.)**

Fig. 3.4. Distribución del tamaño de las gotas de una emulsión de crudo

Por lo general las emulsiones que tienen gotas de agua pequeñas serán más estables. Para separar el agua, se tiene que coalescer el agua, y mientras más pequeñas sean las gotas, mayor trabajo costará separarlas. La distribución de los tamaños de las gotas afecta a la viscosidad de la emulsión, debido a que esta es mayor mientras las gotas son más pequeñas. La viscosidad de la emulsión será mayor cuando la distribución del tamaño de las gotas sea estrecha.

### 3.4.3.5.- Influencia del pH en las emulsiones.

El pH de la fase agua tiene una fuerte influencia en la estabilidad de la emulsión. Las películas rígidas de la emulsión contienen ácidos orgánicos y bases, asfaltenos con grupos ionizables, y sólidos.

El agregar ácidos inorgánicos y bases influencia en la ionización en las películas interfaciales y radicalmente cambia las propiedades físicas de las películas. El pH del agua afecta la rigidez de las películas interfaciales.

El pH también influye en el tipo de emulsión que se forma. Un bajo pH (acidez) generalmente produce emulsiones agua/aceite (que corresponden a películas de sólidos mojadas por aceite), sin embargo, un pH alto (base) produce emulsiones aceite/agua (que corresponden a películas móviles jabonosas mojadas por agua), la figura 3.5 muestra el efecto del pH en la estabilidad de la emulsión para un crudo de Venezuela.

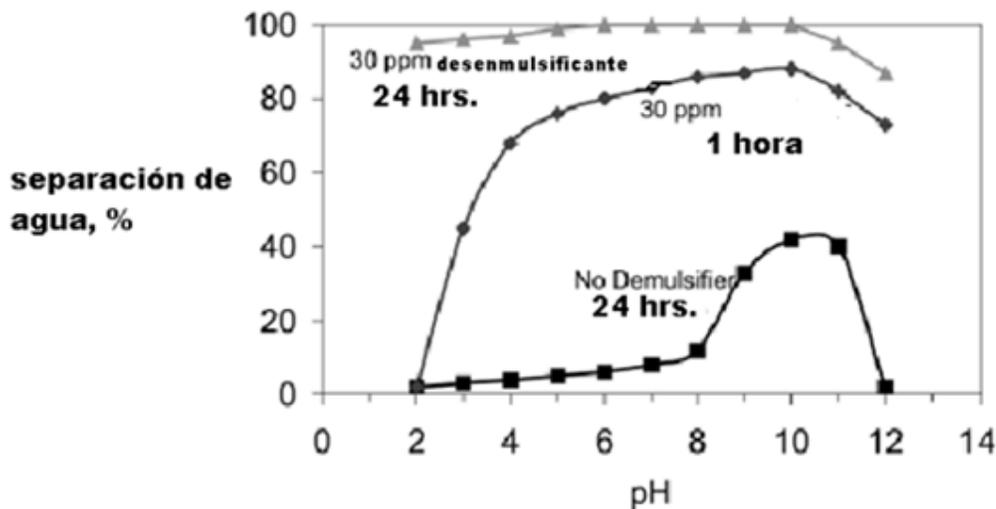


Fig. 3.5. Efecto del pH y de la concentración de desemulsificante en la estabilidad de la emulsión.

El pH óptimo para desemulsificar es aproximadamente de 10, sin agregar desemulsificantes. La adición de desemulsificantes aumenta la desemulsificación después de una hora, y la separación completa del agua se logra después de 24 horas, en un rango diverso de pH.

La composición de la salmuera tiene un efecto importante (en relación con el pH) en la estabilidad de la emulsión. El pH óptimo para una máxima estabilidad de la emulsión depende de las composiciones del crudo y de la salmuera.

#### 3.4.4.- Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión

La agitación es un factor que determina el tamaño de las gotas dispersas; a mayor agitación resulta en menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión. Otro factor es la viscosidad; un aceite de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión; por otro lado, a las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento.

La naturaleza de las emulsiones cambia con el tiempo; la película que rodea a la gota de agua se engruesa y se torna más resistente y la emulsión resulta más estable.

### 3.5.- Prevención de la formación de la emulsión agua en petróleo

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la formación de la emulsión. En pozos fluyentes una agitación considerable es producida por la turbulencia generada por el gas que viaja junto con el agua y el aceite, una práctica sería colocar un estrangulador de fondo que reduciría la estabilidad de la emulsión.

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de formación de emulsiones. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de la corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de formación de emulsión muy severos. Hay que generar buenas prácticas de perforación y terminación para que el pozo reciba el menor daño posible y no sea necesario agregarle químicos u realizarle operaciones que favorezcan la formación de emulsiones. Otra práctica es añadir agua al pozo para que la emulsión formada sea menos estable.

### 3.6.- Medición de la Estabilidad

Es una prueba importante que se lleva a cabo a las emulsiones. Esta prueba determina la facilidad con la que el aceite y en agua se separan en una emulsión. Existen numerosos métodos disponibles para determinar la estabilidad de la emulsión. El más común es una simple prueba de botella. En la prueba de botella se diluye la emulsión con un solvente, se mezcla el desemulsificante, se agita para dispersar el desemulsificante, y se observa la separación de las fases en función del tiempo. Estas pruebas se realizan normalmente a temperaturas altas y pueden ser centrifugadas para mejorar la separación. Hay una Sociedad Americana para Probar Materiales (ASTM), de la cual se usa el método (ASTM 4007) para determinar la cantidad de sedimentos en el fondo y agua en la emulsión. La estabilidad de la emulsión generalmente se relaciona a la facilidad para separar agua con respecto al tiempo y a la dosificación del desemulsificante. Por ejemplo, para una concentración de desemulsificante, las emulsiones pueden ser medidas de su estabilidad por la cantidad de agua separada para un período de tiempo dado. Alternativamente, para un período de tiempo dado y una concentración de desemulsificante, varios desemulsificantes pueden ser evaluados en términos de sus cualidades.

Mientras que existe un método disponible para determinar los sedimentos y el agua, no se cuenta con un método estándar para determinar la estabilidad de la emulsión usando una prueba de botella. Recientemente se propuso un método para medir la estabilidad de la emulsión cuantitativamente. El método propuesto consistía en el concepto de un índice de separación de la emulsión para medir la rigidez de la emulsión. El índice de separación de la emulsión mide de 0 a 100%.

## Capítulo 4. Desemulsificación

### 4.1.- Introducción

Desemulsificar es romper una emulsión de crudo en las fases agua y aceite. Desde el punto de vista de un proceso, el productor de hidrocarburos está interesado en dos aspectos de la desemulsificación: la velocidad a la que se llevará a cabo la separación y la cantidad de agua que queda en el aceite después de haber sido separado. Por lo general el crudo embarcado de una instalación de manejo de crudo húmedo no debe contener más del 0.2 % de BS&W (Brine and Salt Water) o 10 lbm de sal por mil barriles de aceite crudo. Estos requerimientos son necesarios para reducir la corrosión y el depósito de sales. En operaciones de las Refinerías, la preocupación principal es remover las sales orgánicas del crudo antes que ocasionen corrosión u otro deterioro en el equipo de refinación. Las sales son removidas al "lavar" el crudo con agua dulce.

### 4.2.- Desestabilización de emulsiones

Las emulsiones producidas tienen un grado de estabilidad cinética. Esta estabilidad aparece desde la formación de películas interfaciales que encapsulan las gotas de agua. Para separar la emulsión en aceite y agua, la película interfacial debe ser destruida y las gotas tienen que coalescer. Desestabilizar o romper emulsiones se relaciona íntimamente a la remoción de la película interfacial. Los factores que afectan a las películas interfaciales mejorando o incrementando el rompimiento de la emulsión incluyen:

- Incrementar la temperatura
- Reducir la agitación
- Incrementar el tiempo de residencia o retención
- Remoción de sólidos
- Control de los agentes emulsificantes.

### 4.3.- Mecanismos relacionados a la desemulsificación

La desemulsificación es la separación de una emulsión en sus fases. Es un proceso de dos etapas o pasos. El primer paso es la floculación (aglomeración o coagulación). El segundo paso es la coalescencia. Cualquiera de los dos puede ser el factor determinante de la velocidad de rompimiento de la emulsión.

### 4.3.1.- Floculación

El primer paso en el proceso de la desemulsificación es la floculación de las gotas de agua. Durante la floculación, las gotas se juntan formando agregados, o "floculas". Las gotas están cercanas unas de otras—incluso se tocan en ciertos puntos—pero no pierden su identidad. La coalescencia en esta etapa ocurre sólo si las películas interfaciales que rodean las gotas de agua son débiles. La velocidad de floculación depende de varios factores, incluyendo el corte de agua, temperatura, viscosidad del aceite, y la diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

### 4.3.2.- Coalescencia

La coalescencia es el segundo paso en el proceso de desemulsificación y es después de la floculación. Durante la coalescencia, las gotas de agua se fusionan, o coalescen, para formar gotas de agua más grandes. Esto es un proceso irreversible que lleva a un decremento en el número de las gotas de agua, y eventualmente a una completa desemulsificación. La coalescencia es mejorada al haber una velocidad alta de floculación, la ausencia de películas mecánicamente fuertes, bajas viscosidades interfaciales, altos cortes de agua y altas temperaturas.

## 4.4.-Métodos de desemulsificación

En la industria petrolera, las emulsiones de aceite crudo deben ser separadas casi completamente antes que el crudo sea transportado y posteriormente procesado. La separación de la emulsión de aceite y agua envuelve la desestabilización de películas emulsificantes que rodean las gotas de agua. Este proceso se completado por uno o la combinación de los métodos siguientes:

- Reducción de la velocidad de flujo para que haya una mejor separación gravitacional del aceite, agua y gas. Esto es generalmente alcanzado en separadores y vasijas de desalado.
- Adición de químicos desemulsificante.
- Incremento de la temperatura de la emulsión.
- Aplicación de campos eléctricos que promueven la coalescencia.
- Cambiar las características físicas de la emulsión.

Debido a la gran variedad de crudos, salmueras (y por tal emulsiones), equipos de separación, químicos desemulsificantes, y especificaciones de los productos, los métodos de desemulsificación son muy específicos para cada aplicación. Las emulsiones y las condiciones cambian con respecto al tiempo. Los métodos más comunes de tratamiento de emulsiones han sido la aplicación de calor y la adición de los químicos desemulsificantes apropiados para generar la desestabilización de la emulsión, seguido de un tiempo de asentamiento para permitir la separación gravitacional.

#### 4.4.1.- Métodos térmicos

Al calentar la emulsión se mejora el rompimiento o separación. Se reduce la viscosidad del aceite y se incrementa la velocidad de asentamiento del agua.

Cuando se aumenta la temperatura da como resultado la desestabilización de las películas rígidas debido a la reducción de la viscosidad interfacial. Se aumenta la frecuencia de coalescencia debido a la alta energía térmica de las gotas. Sin embargo, por sí solo no resuelve completamente el problema de la emulsión. El aumentar la temperatura también tiene efectos negativos. Primero, cuesta dinero calentar la corriente de la emulsión. Segundo, puede resultar en la pérdida de grados API y de volumen de aceite tratado. Finalmente, incrementar la temperatura lleva a un incremento a la tendencia de depositación de escala y en un potencial incrementado para la corrosión de las vasijas de tratamiento.

La aplicación de calor para rompimiento de una emulsión debe basarse en un análisis económico de las instalaciones de tratamiento. El costo de efectividad de añadir calor debe ser balanceado contra mayores tiempos de tratamiento (separadores más grandes), pérdidas de hidrocarburos ligeros y la reducción del valor del aceite producido, el costo de los químicos y los costos de instalación de equipos electrostáticos.

##### 4.4.1.1.- Calor

El calor ayuda en la dispersión de los agentes desemulsificantes en la fase aceitosa después que éstos han sido químicamente desplazados de las partículas de agua. El calor añade energía a los sistemas creando corrientes térmicas y movimiento de las gotas de agua. Este movimiento de las partículas incrementará la coalescencia por medio de las colisiones entre las partículas. La adición de calor resulta en la expansión térmica de las gotas de agua pequeñas que ayuda en la ruptura de la película envolvente y también reduce la viscosidad para permitir que el asentamiento de las partículas de agua que se han unido sea más rápido.

El uso excesivo del calor puede ser caro.

Se ha visto que la velocidad de caída de la gota de agua es un factor decisivo para una deshidratación eficiente y se ha observado que se obtienen óptimos resultados cuando la viscosidad del aceite está entre 10 y 15 centistokes. Normalmente la viscosidad del aceite a temperatura del tanque es mucho mayor que este valor. La adición de calor es esencial y es función de las características del crudo.

De la relación viscosidad-temperatura de varios crudos, se ha observado que las temperaturas de tratamiento son diferentes y dependen de la mezcla del crudo.

#### 4.4.2.-Métodos mecánicos

Dentro de los métodos mecánicos se incluyen los siguientes:

##### 4.4.2.1.- Fuerza centrífuga

En el tratamiento mecánico se considera que debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, se puede emplear la fuerza centrífuga para romper una emulsión y separar el agua. En los laboratorios se usan centrifugadoras pequeñas para determinar el contenido de agua y sedimento básico de muestras de emulsiones, auxiliándose con producto químico desemulsificante. Como la que se muestra en la figura 4.1.



fig.4.1. Equipo centrífugo para medir la cantidad de agua separada del aceite, así como los sedimentos del mismo.

Desde hace mucho tiempo (50 años aproximadamente) se emplea equipo para tratar emulsiones en base a la fuerza centrífuga, pero éstos a la vez han resultado costosos. Para lograr la separación de agua, se utilizaban velocidades de rotación alrededor de 17 000 rpm y mayores. Sin embargo, el principio se ha utilizado para diseñar equipos conocidos como hidrociclones que serán descritos más adelante.

**4.4.2.2.- Gravedad**

La gravedad proporciona la fuerza natural requerida para remover el agua salada del aceite.

En la actualidad se dispone de varios diseños de equipo par ayudar a la separación por gravedad, entre los cuales pueden mencionarse los tanques deshidratadores, los eliminadores de agua libre, los separadores de tres fases, los coalescedores mecánicos y los coalescedores eléctricos.

En estos dispositivos el tiempo de reposo de la emulsión, necesario para que el proceso de deshidratación y desalado se lleve a cabo, limita el volumen de aceite tratado en la unidad de tiempo. De otra manera, la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo.

Hay una gran variedad de equipo mecánico disponible para romper las emulsiones producidas en el campo. Estos incluyen tambores para eliminar agua libre, separadores bifásicos y trifásicos, desaladores, y tanques de asentamiento. Estas vasijas separan el agua libre y rompen las emulsiones.

**4.4.2.3.- Tiempo**

La separación gravitacional del agua y el aceite es controlada por la ecuación de Stokes, que es la siguiente:

$$V = \frac{2gr(D_2 - D_1)}{9N} \dots\dots\dots \text{ecuación 4.1, donde:}$$

- V = velocidad con la que cae la partícula
- g = constante Gravitacional
- r = radio de la partícula
- D<sub>2</sub> = gravedad específica del agua
- D<sub>1</sub> = gravedad específica del aceite
- N = viscosidad del aceite

De ésta ecuación es evidente que los parámetros que controlan la velocidad de caída de la partícula de agua son el tamaño de la partícula, la diferencia de densidades y la viscosidad del aceite. La aplicación de calor reducirá la densidad y la viscosidad del aceite. Sin embargo el calor causará la pérdida de las fracciones ligeras del hidrocarburo.

Se puede usar la ecuación de Stokes de una manera más fácil:

$$V = \frac{Cr^2(D_2 - D_1)}{N} \dots\dots\dots \text{ecuación 4.2}$$

Donde la C es igual a la suma algebraica de los factores requeridos para convertir todos los términos a pies por hora. El valor C es  $2.5665 \times 10^{-2}$  cuando,

r = tamaño de la partícula en micrones

$D_2$  = gravedad específica del agua

$D_1$  = gravedad específica del aceite

N = viscosidad del aceite en centipoise.

Al incrementar el tamaño de las partículas de agua permite que la velocidad de asentamiento sea mayor. Un sistema eficiente de separación aceite/agua incluye el uso óptimo de calor, aditivos químicos, tiempo para la separación y algunos medios para que la coalescencia de las partículas de agua sea mayor, provocando con esto que las pequeñas partículas de agua se junten entre sí y sean cada vez más grandes, y con mayor velocidad de asentamiento. El proceso más eficiente para provocar la coalescencia de las partículas es el uso campos electrostáticos con altos voltajes.

#### 4.4.3.- Métodos eléctricos

Electricidad de alto voltaje (mayas eléctricas) es frecuentemente a medio efectivo para romper emulsiones. Se cree teóricamente que las gotas de agua están cargadas y, cuando un campo eléctrico es aplicado, las gotas se mueven rápidamente, chocando entre sí, y coalesciendo. El campo eléctrico también rompe la película interfacial al arreglar las moléculas polares, con esto debilitando la película y mejorando la coalescencia. El sistema eléctrico consiste de un transformador y electrodos que generan corriente alterna de alto voltaje. Los electrodos se colocan de tal manera que proveen un campo eléctrico que es perpendicular a la dirección del flujo. La distancia entre los electrodos es ajustable para que el voltaje pueda ser variado para alcanzar los requerimientos de la emulsión para ser tratada.

La deshidratación electrostática es rara vez utilizada como único método para romper emulsiones. Por lo general, se usa en conjunto con requerimientos químicos y calor. Invariablemente, el uso de la deshidratación electrostática resultará en la reducción de la adición de calor. Bajas temperaturas resultan en ahorros económicos, menos problemas con escalas y formación de corrosión, y reducción de pérdidas de hidrocarburos ligeros. En la Terminal Marítima Dos Bocas se realiza primero la inyección de químicos durante el transporte, seguido de mantener el calor en el área de proceso, de ahí se emplean métodos mecánicos para eliminar el agua libre y por último se emplean métodos eléctricos en caso de ser requeridos.

Las mallas electrostáticas pueden también reducir el uso de químicos para romper la emulsión.

**4.4.3.1.- Campos electrostáticos**

Cuando una gota de agua está suspendida en el aceite se asume que es de forma esférica perfecta si no hay una fuerza externa que actúe sobre la gota. Si se aplica un campo con alto voltaje, la gota de agua se distorsionará de forma elíptica con cargas opuestas en los extremos de la elipse. Las cargas positivas de la gota se dirigirán al electrodo negativo, de la misma manera las cargas negativas se dirigirán al electrodo positivo. Durante este proceso, dos gotas adyacentes tendrán atracción eléctrica entre sí. El extremo positivo de una partícula se acercará al positivo de otra cercana, ocasionando una fuerza de atracción entre las dos que hará que se junten en una gota mayor.

La fuerza existente entre las partículas está dada por la ecuación 4.3:

$$F = \frac{KE^2d^6}{s^4} \dots\dots\dots\text{ecuación 4.3}$$

Donde,

- F = Fuerza de atracción entre dos partículas de agua
- K= constante dieléctrica para el sistema
- E = gradiente del voltaje
- d = diámetro de la partícula
- s = distancia entre las partículas

De esta ecuación para poder incrementar la fuerza que actúa entre las partículas se requiere:

1. Incrementar el gradiente del voltaje aplicado.
2. Incrementar el diámetro de la partícula.
3. Disminuir la distancia entre las partículas.

Se tiene que considerar un factor importante, si se incrementa de manera ilimitada el gradiente del voltaje (E) las partículas se deformarán al grado de que generen rupturas provocando que se generen partículas submicrónicas.

El gradiente de voltaje crítico puede ser expresado de la siguiente manera:

$$Ec \leq k\sqrt{T/d} \dots\dots\dots\text{ecuación 4.5.}$$

Donde,

- Ec = Gradiente de voltaje crítico
- K = constante dieléctrica para el sistema
- T = tensión superficial
- d= Diámetro de la partícula.

La ecuación 4.5 muestra que la “Ec” es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del diámetro de la partícula. Entonces, a medida que hay más

coalescencia se incrementa el diámetro de la partícula y el voltaje crítico se hace más pequeño. El voltaje crítico no debe ser excedido antes que las partículas caigan fuera del campo del alto voltaje o se redistribuya en pequeñas partículas submicrónicas, lo cual hará la deshidratación más difícil.

Existe un límite que es alcanzado donde no se pueden juntar más partículas, dado que no hay suficiente fuerza ejercida que les permita atraer a las partículas remanentes y juntarlas.

Esto se puede observar en la ecuación

$$F = KE^2d^2(d/s)^4 \dots\dots\dots\text{ecuación 4.6.}$$

De la ecuación 4.6. Se puede observar que mientras  $d/s$  se acerque más a cero, la fuerza entre las partículas se acercará a cero. Esto implica que el crudo no puede ser deshidratado ya que la fuerza tenderá a ser cero, la atracción entre partículas sería nula, por lo que no habría coalescencia.

#### 4.4.4.- Métodos químicos

Los desemulsificantes son agentes que actúan en la superficie que tienen propiedades que los hacen efectivos en romper el efecto de los emulsificantes naturales presentes en el aceite. Su acción inicial es en la interfase agua-aceite (La película que rodea las pequeñas gotas de agua en la emulsión), previenen que las gotas de agua se unan y se conformen en una emulsión estable. Una vez que el desemulsificante está en la interfase agua-aceite, realiza su primera acción que es la floculación. Un buen desemulsificante, concentrado en la superficie de una gota de agua, tiene una atracción fuerte con otras gotas en la misma condición. Por este mecanismo, muchas gotas se unen.

Las características de un desemulsificante para producir la unión de las gotas no rompen la continuidad de la película emulsificante. Si el emulsificante tiene cierta debilidad, la fuerza de floculación puede ser suficiente para causar la ruptura completa de la emulsión. Sin embargo, en la mayoría de los casos se requieren de otras acciones para forzar a las gotas a unirse y llegar a ser tan grandes y libres como para asentarse.

La acción de unir gotas de agua se conoce como coalescencia.

Un buen desemulsificante no sólo debe flocular las partículas de agua, si no también debe romper las películas que las rodean y permitir que se unan.

A partir de que las partículas están juntas debido a la floculación, este proceso de coalescencia resulta en un crecimiento rápido del tamaño de las partículas y en una separación de agua más rápida.

En la mayoría de los crudos, los sólidos tales como el sulfato de hierro, sílice, lodo de perforación, parafinas, etc., complican el proceso de desemulsificación. Tienden a recolectarse en la superficie y contribuyen

grandemente a la estabilidad de la emulsión. Frecuentemente dichos sólidos son los agentes estabilizadores primarios y su remoción es necesaria para lograr un tratamiento satisfactorio.

Para su remoción de la interfase, estos sólidos pueden ser dispersos en el aceite, pueden ser mojados por agua y ser removidos con agua. Si están dispersos en el aceite, la emulsión puede ser tratada pero los sólidos continuarán como un contaminante en el aceite.

Los sólidos son removidos con agua. Las parafinas y otros sólidos orgánicos son excepciones, pues pueden ser recuperados en el proceso de refinación, por lo que es mejor mantener tales materiales dispersos en el aceite.

Es muy raro que una sola estructura química produzca todas las acciones primarias de un desemulsificante:

1. Atracción interfacial fuerte
2. Flocculación
3. Coalescencia
4. Mojar sólidos.

Por lo general dos o más estructuras son mezcladas para producir un compuesto que de la acción combinada de las acciones.

Los parámetros operacionales que son utilizados en la selección de un químico desemulsificante son tres:

1. El promedio de velocidad de caída de las gotas de agua
2. La habilidad para producir una interfase agua-aceite limpia
3. La habilidad para producir agua limpia con bajo contenido de aceite.

En términos de sistemas de tiempos de residencia bajos, en particular plataformas marinas, estos parámetros deben ser satisfechos.

Los desemulsificantes son aditivos químicos que generalmente se inyectan en la corriente del aceite del sistema de deshidratación. El uso de desemulsificantes con un aparato de separación por gravedad tales como separadores trifásicos o tanques de almacenamiento pueden exitosamente remover hasta un 95 % del agua producida en el aceite. La remoción de gotas de agua por medio de la coalescencia y separación gravitacional es reforzada con el uso de desemulsificante.

La remoción de las partículas de agua remanente es mucho más difícil que la remoción del agua libre.

#### 4.4.4.1.- Inyectividad

Por lejos, el método más común de tratamiento de emulsiones es la adición de químicos, llamados desemulsificantes. Estos químicos están diseñados para neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes que estabilizan la emulsión. Los desemulsificantes son compuestos que actúan en la superficie, que cuando se agregan a la emulsión, emigran a la interfase aceite/agua, rompen o debilitan la película, y mejoran la coalescencia de las gotas de agua. La inyectividad se refiere igual al tipo de inyección que se le va a realizar a la línea, ya que hay inyección constante, que como su nombre lo indica constantemente hay dosificación en la línea; inyección intermitente en cual a cierta cantidad de tiempo se le inyecta desemulsificante a la línea; por último se tiene la inyección tipo bache, la cual no es continua y se programa a medida que sea necesario cambiar la dosificación del desemulsificante.

El óptimo rompimiento de la emulsión requiere:

- Un químico propiamente elegido para una dada emulsión.
- Una cantidad adecuada del químico.
- La mezcla adecuada del químico en la emulsión.
- Suficiente tiempo de retención en los tratadores de la emulsión para que las gotas de agua se asientan.
- Adición de calor, mallas eléctricas, coalescedores, u otros métodos para facilitar o completamente solucionar la emulsión.

#### 4.4.4.2.- Selección de químicos.

La selección correcta de los químicos es crucial en el proceso de rompimiento de la emulsión. El proceso de selección de los químicos es vista más como un arte más que una ciencia. Sin embargo, con un mayor entendimiento del proceso de rompimiento de la emulsión, la disponibilidad de químicos nuevos y mejorados, nuevas tecnologías, y esfuerzos de investigación y desarrollo, la selección del químico adecuado se ha convertido en algo más fácil y más organizado y muchas de las fallas han sido eliminadas.

Los desemulsificantes son químicos que contienen solventes (por ejemplo benceno, tolueno, xileno, alcoholes de cadenas cortas, y naftenos pesados aromáticos), surfactantes, floculantes, y agentes mojantes. Los desemulsificantes actúan por desplazamiento parcial o total de sus componentes estabilizantes (materiales polares) de la película interfacial que rodea las gotas de la emulsión. Este desplazamiento brinda un cambio de propiedades tales como viscosidad interfacial o la elasticidad de la película protectora, mejorando así la desestabilización. En algunos casos, los químicos (desemulsificantes) actúan como un agente mojante y alteran la mojabilidad de

las partículas estabilizadoras, lo cual lleva al rompimiento de la película de la emulsión.

Existen pruebas de laboratorios y procedimientos que están disponibles para elegir los químicos apropiados. Estas pruebas incluyen pruebas de botella, simuladores dinámicos, y pruebas en la planta. Todos los procedimientos y pruebas tienen limitaciones. Hay cientos de productos desemulsificantes comerciales disponibles que pueden ser probados. Añadido a esto las condiciones cambian en las instalaciones para separación de hidrocarburos, y el resultado es un proceso de selección poco amplio, es importante en todas las instalaciones llevar un control operacional, un registro y un procedimiento de prueba como prácticas comunes y constantes durante todo el proceso.

#### 4.4.4.3.- Dosificación

La cantidad de químicos que se añade es importante- poco desemulsificantes dará como resultado una emulsión no resuelta. Una dosis alta o excedida de desemulsificantes puede resultar en un deterioro del proceso de tratamiento. Debido a que los desemulsificantes son también agentes que actúan en la superficie como los emulsificantes, un exceso en la cantidad del desemulsificante puede producir una emulsión muy estable. En este caso, el desemulsificante reemplaza a los emulsificantes naturales en la interfase.

Debido a la gran variedad de químicos disponibles como desemulsificante, los distintos tipos de crudos que se producen, la elección entre varios equipos de separación, y la variación de la calidad de los productos, es difícil prescribir dosificaciones estándar o típicas para tratar las emulsiones. Más allá, algunos químicos vienen en distintas concentraciones. La cantidad o dosificación de desemulsificante requerida es muy específica y depende de varios factores. En base a la literatura, las cantidades de desemulsificante varían desde 10 ppm a más de 100 ppm (de la cantidad total producida). Estos números son provistos para emulsiones de recuperación primaria y secundaria de aceite. Durante la recuperación terciaria (especialmente durante el uso de surfactantes o micelares), las cantidades de desemulsificante pueden estar en el orden de miles de ppm, o más altas para casos extremos.

#### 4.4.4.4.- Químicos desemulsificantes

Los desemulsificantes son específicos para cierta emulsión y pueden ser completamente inefectivos para otra. Los desemulsificantes están típicamente formulados con cadenas poliméricas de óxidos de etileno y óxidos de propileno de alcohol, fenoles etoxilados, alcoholes etoxilados y aminas, resinas etoxiladas, nonilfenoles etoxilados, alcoholes polihídricos, y sales ácidas sulfónicas. En la figura 4.2 se muestran químicos desemulsificante típicos.

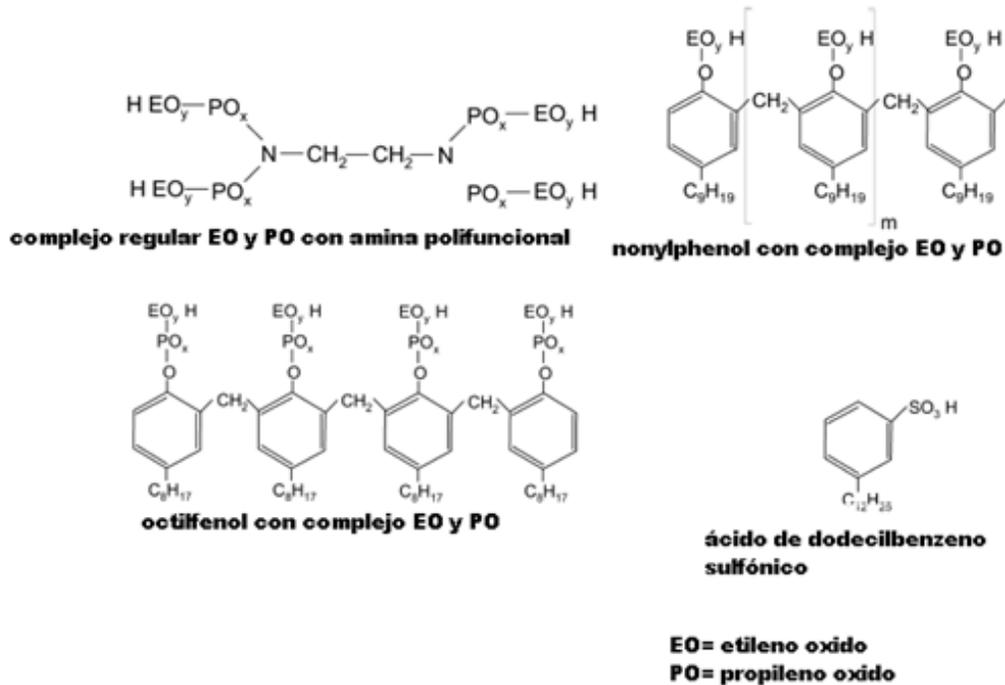


Fig. 4.2. Fórmulas moleculares típicas de desemulsificantes.

Los desemulsificantes comerciales pueden contener un tipo de ingrediente activo o una mezcla de varios intermedios. Hay una gran variedad de mezclas de intermedios. Por ejemplo, el peso molecular y la estructura del etileno u propileno óxido puede ser cambiada, dando un rango amplio de solubilidades, balances hidrofílico/oleofílicos, tendencias de neutralización de carga, características mojantes de sólidos y sobre todo cambio en los costos.

Cabe mencionar que oleofílico quiere decir afín al aceite; mientras que hidrofílico quiere decir afín al agua.

#### 4.4.4.5.- Mecanismos de desemulsificación por medio del uso de desemulsificante

La desemulsificación mediante el uso de químicos es un fenómeno muy complejo. Existen muchas teorías que respaldan el mecanismo fisicoquímico de la acción de los químicos desemulsificantes en el proceso de rompimiento de la emulsión. La única generalización clara acerca de los desemulsificantes es que tienen un alto peso molecular (comparable con surfactantes naturales), y cuando son usados como agentes emulsificantes, tienden a estabilizar una emulsión opuesta en tipo a aquellos estabilizados por surfactantes naturales. Los desemulsificantes desplazan a los estabilizadores naturales (emulsificantes) presentes en la película interfacial que rodea a las gotas de agua. Éste desplazamiento es debido a la absorción del desemulsificante en la

interfase. Este desplazamiento que ocurre en la interfase hace que las gotas tiendan a coalescer a través del drenaje mejorado entre las películas.

La eficiencia del desemulsificante depende de su absorción en la superficie aceite/agua. Hay una competencia por la absorción cuando está presente otra especie que actúe en la superficie. Los surfactantes como los asfaltenos que están presentes en el crudo son débilmente absorbidos y son inmediatamente desplazados por el desemulsificante.

Debido a la gran variedad de componentes presentes en el crudo, no es de sorprender que la efectividad de un dado desemulsificante sea sensible al tipo de crudo que se maneja. Además, la absorción y el proceso de desplazamiento también dependen del pH, contenido de sal, y temperatura. Los mejores desemulsificante son aquéllos que inmediatamente desplazan las películas rígidas antes que se formen y dejan una película móvil en su lugar (que tenga menor resistencia a la coalescencia). Para asegurar un funcionamiento ideal de los desemulsificante, estos deben hacer lo siguiente:

- Disolverse en la fase continua de aceite
- Difundir la interfase aceite/agua en base a que la concentración del desemulsificante sea alta y suficiente; sin embargo, no debe ser más alta que la concentración crítica.
- Debe agregarse en la fase de agua.
- Poseer una alta velocidad de absorción en la interfase.
- Acelerar la velocidad de drenaje de la película y promover la coalescencia en base a que la actividad interfacial sea alta.

Se ha demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsificantes está asociado a la formulación óptima del sistema ( $SAD = 0$ , siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante).

La formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante para la fase acuosa y para la fase oléica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación (salinidad, WOR, temperatura, entre otras) sobre el equilibrio hidrofílico/lipofílico entre el surfactante y su ambiente físico-químico.

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco

corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica.

Por lo general, los desemulsificantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50 % de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes. En la tabla 4.1 se presentan alguno de los productos surfactantes utilizados como agentes desemulsificantes para romper emulsiones W/O.

Período	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1.000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado
1930	1.000	Sulfonatos de petróleo, esterres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
Desde 1935	100 – 500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100	Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas p-alquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30 – 50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
Desde 1976	10 – 30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5 - 20	Poliesteraminas y sus mezclas

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, Nº 3, pp. 334-338.

Tabla 4.1 Historia del uso de productos químicos desemulsificantes.

#### 4.4.5.- Selección del proceso y equipo

El tratamiento de las emulsiones se realiza en dos etapas básicas: la deshidratación, donde el contenido de agua es disminuido; el desalado donde se inyecta agua dulce o poco salada que disminuye la concentración de sal de agua remanente.

El diseño de equipo de tratamiento de emulsiones y los procedimientos para cierto campo o aplicación requiere de experiencia y juicio del ingeniero. El ingeniero debe confiar en información del laboratorio y de pozos cercanos o campos. En general, los análisis económicos dictaminan el tipo y tamaño del equipo utilizado y el balance entre la cantidad de químicos y el calor requeridos. En algunos casos, las especificaciones del aceite crudo serán el factor de peso para decidir el sistema que deberá usarse para el tratamiento de la emulsión. Otros factores incluyen la comparación entre los internos que llevaran el equipo y el tamaño del equipo; los ahorros en el costo de los

equipos deben ser balanceados con el costo de los internos y de operación de las mallas coalescedoras.

Las pruebas de botella que se realizan en los laboratorios pueden proveer un estimado de las temperaturas de tratamiento y tiempos de retención que pueden ser usados para el diseño y operación. Sin embargo, las pruebas de botella son realizadas en condiciones estáticas, cuando el uso de campo es dinámico. Las dosificaciones de desemulsificantes son generalmente mayores en las pruebas de botella que en condiciones de campo. Sin embargo las pruebas de laboratorio son excelentes para tener una idea del comportamiento de las emulsiones, de los desemulsificantes que pueden ser usados, las dosis y permiten evaluar los efectos de jugar con las variables.

La selección de un desemulsificante para cierto sistema, comienza con las pruebas de botella. Se toman muestras representativas de las emulsiones y se transfieren a tubos centrifugadores. Varios desemulsificantes (de distintos proveedores) se ponen en los tubos en distintas cantidades, se toma información del agua recuperada para determinar el mejor desemulsificante.

Para elegir el mejor desemulsificante, se requieren de varias pruebas manipulando los valores de concentración, temperatura, corte de agua, y otros factores. Las dosificaciones obtenidas a partir de pruebas de laboratorios son por lo general mayores que las que se necesitan en campo. Es altamente recomendable que las pruebas de botella se realicen en emulsiones frescas (recién muestreadas). Durante las pruebas de botellas otros factores deben ser tomados en cuenta: el color y la apariencia de la emulsión, claridad del agua, sedimentos en el agua, presencia de alguna capa, y sólidos libres flotando en la superficie. Estos factores pueden proveer información que puede ser importante durante la selección del desemulsificante.

Después de las pruebas de botella, se seleccionan dos o tres desemulsificantes que hayan dado buen resultado durante las pruebas, estos mismos se prueban, ya no en laboratorio, sino directamente en el campo. Durante estas pruebas en campo los químicos deben ser probados a distintas concentraciones, temperaturas de operación, tiempos de asentamiento, grados de claridad del agua separada, y más importante, la cantidad de agua y sal que quedan en el aceite producido. También es buena idea probar los químicos en determinado período de tiempo para evaluar el funcionamiento y comparar con el funcionamiento de los químicos que han resultado deficientes. El mejor desemulsificante es aquel que produce la separación más rápida y limpia, al menor costo por barril de petróleo.

Cada corriente a tratar es única y debe ser evaluada individualmente para determinar la mejor estrategia de separación.

La planeación para el tratamiento de emulsiones debe empezar desde que se comienza a diseñar las instalaciones de separación. Por ejemplo, si se anticipa que los cortes de agua van a incrementar, deben de tomarse las medidas apropiadas en la etapa de diseño para el manejo de agua incrementada.

La experiencia operacional y el trabajo de laboratorio son necesarios para caracterizar a la emulsión e identificar soluciones. Pruebas piloto y pruebas de planta determinan los requerimientos actuales de tratamiento. Las pruebas de botella tienen limitaciones al determinar la dosificación, pero son buenas para proyecciones y analizar las tendencias.

Las capacidades de tratamiento pueden ser aumentadas para trenes de separación existentes por medio de la reingeniería. Por ejemplo, se pueden instalar internos para que un separador mejore en la desemulsificación.

Para sistemas existentes, es importante llevar un registro de los desemulsificantes y otros datos operacionales relevantes (por ejemplo, gastos de producción, cortes de agua, temperaturas, y costos) por un período de tiempo. Estos datos pueden ser útiles para analizar dosis de desemulsificante (durante el verano y el invierno) y costos de unidades de desemulsificación, y pueden señalar actividades que puedan ser responsables por cambios en la emulsión y problemas. Esta información es útil para optimizar los programas de tratamiento.

Es necesario revisar periódicamente los programas de tratamiento de la emulsión en medida que las condiciones cambian. La frecuencia de la evaluación depende de varios factores, que incluyen los costos relativos por el uso de desemulsificante, costos de calentamiento, limitaciones de la capacidad, y requerimientos de mano de obra.

#### **4.4.5.1.- Pruebas de botella**

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por las pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan de 10 a 100 ppm. Los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

Las pruebas de botella ayudan a determinar cual producto químico puede ser más efectivo para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de químicos necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O.

Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las características siguientes:

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

En la figura 4.3 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeneiza la mezcla y se colocan las botellas en un termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen del agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con los datos obtenidos se construye una gráfica de porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar  $\frac{1}{2}$  o  $\frac{2}{3}$  del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

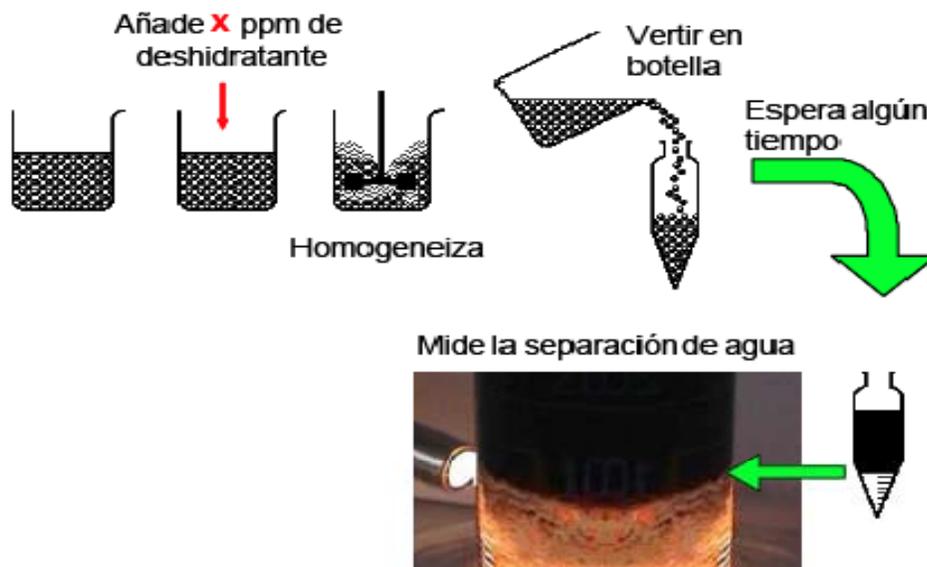


Fig. 4.3. Procedimiento para la realización de la prueba de botella.

#### 4.4.6.- Tratamiento de campo de crudo y gas

Cuando se produce aceite crudo, éste lleva consigo muchos contaminantes; sin embargo, el aceite puede estar contaminado con agua de mar durante su transporte en tanques o embarcaciones. Las sales producidas junto con el aceite están presentes en forma de salmuera, que una solución de agua en sal. Además, el aceite crudo contiene sólidos tales como partículas de arena, arcillas y lodos de perforación acumulados durante la producción y transporte del aceite hasta las refinerías.

Antes que el aceite crudo sea refinado, estas impurezas deben ser removidas por muchas razones. Los contaminantes sólidos pueden contribuir a taponar el equipo y a la formación de precipitados. Mientras más agua contenga el crudo será la cantidad de calor que debe ser aplicado para aumentar la temperatura de la mezcla de agua y aceite requerido para la destilación. Las sales son responsables de la formación de ácido clorhídrico, el cual es extremadamente corrosivo. La remoción de los contaminantes en el aceite crudo puede incrementar la capacidad de destilación, disminución en costos de combustibles para la refinación, y la reducción de problemas de corrosión y taponamiento.

Para bajar el nivel de las impurezas en el aceite crudo, debe agregarse agua al aceite (agua de lavado).

Los problemas de desemulsificación de crudos son más difíciles de resolver, ya que los aceites producidos bajo métodos modernos de recuperación secundaria y mejorada, adquieren un grado mayor de dificultad para desemulsificar. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, la selección de métodos, equipos y productos a utilizar requieren de estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo.

Dentro de un sistema de oleoductos que conducen el aceite a una refinería o a un puerto para su exportación deben manejarse crudos con valores de agua y sal aceptables. Si en algún punto del sistema no se obtiene el crudo bajo condiciones aceptables, deben modificarse o instalarse, procesos de deshidratación para no deteriorar los oleoductos, equipo dinámico e instalaciones.

## Capítulo 5. Deshidratación de crudo

### 5.1.- Introducción

Con el tiempo, muchos campos petroleros comenzarán a producir agua de formación, esto es debido a que la naturaleza del aceite crudo cambia en medida que la presión del campo es abatida. El agua que se produce junto con el aceite puede ser dulce o salada. El contenido de sal del crudo depende de la salinidad del agua de formación y la cantidad de agua emulsionada.

Si los pozos que producen agua de formación tienen que permanecer en operación, es necesario contar con las instalaciones adecuadas para deshidratar y desalar el crudo, estas instalaciones pueden llegar a ser muy caras.

La deshidratación significa la remoción del agua de formación que está en el crudo.

La deshidratación de crudo ha dependido históricamente de el uso de calor para controlar la viscosidad, químicos para desestabilizar agentes naturales emulsificantes, y tiempo de retención bajo condiciones de flujo para permitir la sedimentación por gravedad. En muchos casos se han utilizado campos electrostáticos para proveer mayor coalescencia necesaria para hacer crecer las gotas de agua a un tamaño grande, suficiente para permitir la sedimentación en vasijas.

Es necesario eliminar el agua libre que se produce, dado que se evita sobrecarga en tuberías y equipos de tratamiento, se disminuyen efectos de corrosión y se ahorra energía. Para esto se requieren eliminadores de agua libre en los cuales el factor importante que interviene es el tiempo de residencia.

El término desalado significa la adición o lavado con agua dulce al crudo. Esta adición de agua dulce diluye la sal contenida en el agua de formación, de esta manera el contenido de sal remanente en el agua queda dentro de límites aceptables.

La deshidratación y desalado puede ser tratada de manera química o eléctrica, dependiendo de la cantidad del crudo, la viscosidad, la gravedad específica, la temperatura, el contenido de agua y el costo de los desemulsificantes.

Para la deshidratación-desalado del crudo por tratamiento químico, se pueden usar los tanques de lavado, los cuales forman un sistema continuo de flujo.

Generalmente, para operaciones de campo, se da preferencia a la deshidratación química debido a que las instalaciones son más simples en diseño y más flexibles para el manejo de volúmenes adicionales de emulsión.

En general, se aplica la deshidratación y desalado del aceite, para satisfacer requerimientos de entrega a refinería o de exportación. En los campos petroleros es común producir aceite, agua libre y emulsión.

En esta etapa se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desémulsificantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite de entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo de calentamiento.

Se ha observado que la eficiencia de deshidratación y desalado del aceite producido disminuye en medida que haya presencia de componentes pesados en el aceite lo cual induce la formación de emulsiones estables.

Un proceso de deshidratación por lo general incluye:

1. La eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor.
2. Precalentamiento donde se aprovecha el calor del aceite tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada.
3. Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.
4. Unidad de deshidratación para reducir el contenido de agua.

#### Desalado

En esta segunda etapa el agua residual y la salinidad asociada se reducen, mediante la adición de agua de dilución. El agua de dilución es 2 ó 3 veces el volumen de agua residual. Sin embargo, esta relación puede variar considerando los siguientes factores:

1. La salinidad del agua residual,
2. El porcentaje de agua remanente después de la etapa de deshidratación,
3. La salinidad del agua de dilución,
4. La eficiencia de mezclado del agua de dilución con la emulsión, y
5. El contenido de sal requerido al final del tratamiento.

La deshidratación y desalado de crudos deben combinarse, aunque no siempre en la misma planta, para mantener el agua y la sal dentro de especificaciones. Los valores máximos generalmente aceptados son: 1.0 % de agua y 100 LMB para manejarse en oleoductos y 0.1 % de agua y 20 LMB para refinación o exportación.

El contenido de agua y sal deben reducirse tanto como sea posible, ya sea para su refinación o venta.

Cuando se trata de crudos de campos nuevos, su contenido de agua normalmente es bajo y puede continuar si no hay entrada de agua o el avance del contacto agua-aceite es lento. Este es el caso de los crudos del mesozoico del área Tabasco-Chiapas. En estos casos se instala el equipo de desalado pero se diseña para una posible adición del proceso de deshidratación.

Al considerar el tratamiento de crudos de alta viscosidad, la ecuación de Stokes permite resolver varios problemas. Como la diferencia de densidades entre el agua y el aceite es mínima y la viscosidad es alta, deben buscarse la aplicación de mecanismos de coalescencia para aumentar el tamaño de las gotas. La aplicación de voltajes eléctricos proporciona mejores resultados. La temperatura de tratamiento puede determinarse en función de la densidad del aceite.

Si por algún motivo se decide emplear tanques deshidratadores, el agua y el aceite se estratificarán en forma alternada, dificultando la separación efectiva de las fases. En otros casos pueden requerirse temperaturas de 100°C o mayores, lo cual resulta impráctico.

Hay ocasiones en que la aplicación única del proceso de deshidratación es suficiente para producir crudo apenas dentro de especificaciones. Normalmente lo anterior se logra a costa de un alto consumo de reactivo y/o alta temperatura de operación.

En general las pruebas de laboratorio son de gran ayuda para la selección del proceso y del equipo de deshidratación y desalado de crudos, a pesar de que la información que proporcionan es estrictamente cualitativa.

Hay varias consideraciones que pueden ser de utilidad en la selección del proceso y del equipo de deshidratación y desalado de crudos. Se comparan los tanques deshidratadores con los tratadores eléctricos y éstos últimos con los tratadores convencionales.

Los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado de crudos pueden compararse considerando los factores operacionales y económicos, además de su disponibilidad en el mercado, en la tabla 5.1 se especifican los más importantes y se aplican para los tanques deshidratadores y tratadores electrostáticos.

Aspectos	Deshidratador(gunbarrel)	Tratador electrostático
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	12 horas	1 hora
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario
Consumo de combustibles	Variable	Variable
Consumo de reactivo	Alto	Bajo
Sistema contra incendios	Complicado	Sencillo
Tamaño de recipiente	Muy grande	Pequeño
Tiempo de instalación	Largo	Corto
Capacitación de operadores	Mínima	Regular
Mantenimiento	No frecuente	Frecuente
Vida útil	20 años	15 años

Tabla 5.1. Comparación de los aspectos entre un deshidratador y un tratador electrostático.

La aplicación correcta de cualquiera de estas dos unidades básicamente depende del contenido de agua y sal del crudo a tratamiento y de las especificaciones del aceite tratado, por ejemplo si un crudo con 1% de agua y 800 LMB se desea tratar (desalar) para obtener un 0.2 % de agua (máxima) y 25 LMB (máx.), debe usarse un tratador electrostático dentro del proceso de desalado. Lo mismo puede deducirse de la tabla anterior, donde al referirse a la eficiencia de desalado se señala que el deshidratador es “poco eficiente”, ya que no cuenta con ningún tipo de acción coalescente, tal como fibras o campo eléctrico.

A continuación se comparan los tratadores convencionales (termoquímicos) con los tratadores eléctricos.

Las principales ventajas de los tratadores eléctricos sobre los tratadores convencionales, son las siguientes.

- 1) Temperaturas de operación menores: esto produce ahorros en combustible, crudos poco densos (y por lo tanto de mayor valor monetario) por conservar las fracciones ligeras de aceite, mayor volumen de aceite. También resulta menor grado de incrustación y corrosión.
- 2) Menor tamaño de la vasija; la vasija se diseña para una rápida coalescencia y permite el uso de vasijas lo más pequeñas posibles para un determinado volumen de crudo.
- 3) No se utilizan fibras coalescentes las cuales se reemplazan por corriente eléctrica; con esto se elimina la interrupción en la operación para reemplazar o lavar las fibras.

- 4) Costos menores desemulsificantes; en algunos casos se logra reducir bastante el consumo de desemulsificantes y, en ciertos casos, puede eliminarse.
- 5) Costos de electricidad despreciables.
- 6) Mayor eficiencia al tratar emulsiones difíciles.

Problemas de operación en plantas de deshidratación y desalado de crudos. Los problemas de operación en las plantas de tratamiento de crudos son variados y se presentan con frecuencia.

Para garantizar la eficiencia de una planta, es necesario que los diversos factores que intervienen (calor, desemulsificante, agitación, electricidad y tiempo de residencia) estén balanceados entre sí. Si uno de éstos se modifica, otro tendrá que cambiar a fin de restablecer el equilibrio.

Los cambios bruscos en la naturaleza de las emulsiones son poco frecuentes y pueden deberse a la introducción de una nueva corriente en forma temporal o permanente. En algunos casos debe cambiarse de desemulsificante.

Los productos empleados en estimulaciones ácidas a los pozos y los materiales producidos en la reacción, ocasionan cambios temporales en las emulsiones, cuando se incorporan lentamente en el aceite producido. En algunos casos es necesario tratarlo por separado.

Las variaciones repentinas en la carga que maneja la planta, son una de las causas más comunes de aumento en los contenidos de agua y sal de crudo tratado. La forma más práctica de compensarles, es empleando bombas dosificadoras de reactivo que, en forma automática varíen el número de emboladas según la señal de carga o presión en la línea.

La revisión periódica de algunos elementos ayuda a eliminar o identificar rápidamente las causas de una operación deficiente.

Los problemas operacionales más frecuentes y sus posibles correcciones son las siguientes:

1. Si el tratador mantiene su temperatura y opera correctamente, ajustar la dosificación de reactivo o cambiar el reactivo por otro más eficaz.
2. Si el tratador no conserva la temperatura adecuada, entonces:
  - a) Revisar el termómetro y termostatos; b) verificar la operación continua del horno; c) comparar el calor proporcionado y las temperaturas de entrada y salida del aceite, agua y sus volúmenes respectivos, sabiendo que para elevar un 1°F el agua requiere 150 BTU y el aceite alrededor del doble. Si el calor requerido es mayor que el calculado, el tratador está sobrecargado. En este caso se puede aplicar un reactivo de separación rápida y se instala un eliminador de agua libre. Si el horno no está sobre cargado, entonces puede haber depositación de hollín o incrustaciones externas.

3. Si un deshidratador disminuye la altura de la interfase agua-aceite, entonces:
  - a) Verificar la operación de la válvula de descarga de agua; b) comprobar que dicha válvula y el sifón no presenten incrustaciones; c) verificar la presión de descarga del drene (cuando el agua envía a una planta de tratamiento) para detectar contrapresión excesiva; d) observar si hay depósito en el fondo que pueda impedir el flujo al sifón; e) detectar un taponamiento en la línea de salida del aceite; f) revisar la temperatura del aceite; g) indagar al deshidratador por la línea igualadora de presiones y h) comprobar que en la sección de separación de gas que no haya canalización de aceite.
4. Cuando los intercambiadores de calor operan deficientemente, es muy probable que los tubos estén picados por la corrosión y hay que cambiarlos.
5. Las fallas más comunes en los tratadores electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interfase agua-aceite puede originar un corto circuito. En este caso hay que disminuir la altura de la interfase para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

## 5.2.-Deshidratación de crudo en otros países

### Deshidratación/desalado de crudo en Kuwait. (1987)

La producción de crudo húmedo se ha convertido en un problema creciente en Kuwait. Se necesita aplicar la tecnología correcta y la instalación de equipo para desalado. Se decidió instalar plantas electrostáticas en los campos petroleros de Kuwait. Para finales de 1986, se instalaron 14 plantas, (6 convencionales (corriente alterna) y 8 de doble polaridad (CA/CD)) con una capacidad para tratar 750,000 bpd.

En Kuwait los campos petroleros han producido alrededor de unos 21 billones de barriles de crudo seco, libre de sal. Debido a la producción de agua salada, muchos pozos han sido cerrados debido a la falta de equipo para tratamiento.

El agua producida con el crudo en Kuwait contiene sal en una concentración de 150,000 a 200,000 ppm. En la mayoría de los casos, la sal está disuelta en el agua que está dispersa en el crudo.

En Kuwait se utilizan los sistemas electrostáticos de desalado de crudo. El sistema emplea químicos desémulsificantes, calor y un campo electrostático para deshidratar el crudo.

Diferentes regiones productoras de aceite tienen diferentes problemas y diferentes soluciones por hallar. En áreas productoras que son áridas como el

caso de Kuwait, las fuentes de agua fresca son escasas y tienen que depender de agua superficial ligeramente salada para propósitos de dilución.

### **Instalaciones en Kuwait**

Se han instalado 14 plantas de dos etapas de desaladores eléctricos. Cada planta se ha dividido en dos trenes paralelos de igual capacidades; los componentes principales son los siguientes:

- ✓ Tanques de almacenamiento
- ✓ Tanques para agua (Brackish)
- ✓ Desaladores
- ✓ Calentadores de crudo
- ✓ Intercambiadores de calor
- ✓ Bombas para alimentar los desaladores
- ✓ Bombas de inyección de químicos
- ✓ Tanques con químicos
- ✓ Vasijas presurizadas
- ✓ Unidades para tratamiento de aguas residuales
- ✓ Generadores de poder de emergencia
- ✓ Instrumentación
- ✓ Instalaciones para control de incendios.

### **Producción de aceite y manejo de agua en Omán**

En los campos de crudo de Omán, los cortes de agua han crecido rápidamente y se espera que crezca aun más, dos o tres veces más en un período de 15 años.

El sultanato de Omán es uno de los países productores de gas y petróleo de Medio Este. Se descubrió petróleo en 1962 y sus exportaciones comenzaron en 1967. Hoy en día, se producen 100, 000 m<sup>3</sup>/d de aceite crudo y 13 millones de m<sup>3</sup>/d de gas natural son producidos en 60 campos en el desierto en un área de 217 560 km<sup>2</sup>.

Con el tiempo el volumen de agua producida ha crecido de forma estable. Se tienen cortes de agua de hasta un 60 %.

En la figura 5.1, se observa la producción proyectada de aceite y agua en los campos de Omán para el período de 1991 hasta 2006.

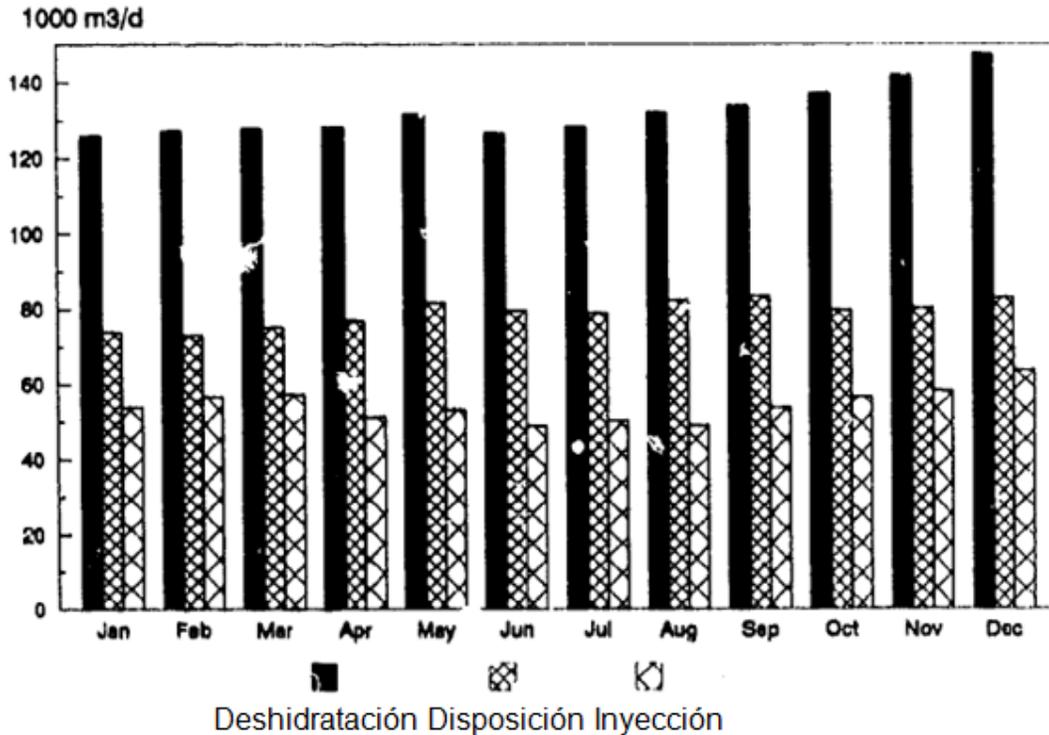


Fig. 5.1. Deshidratación, disposición e inyección (1990).

Se utilizan dos procesos de deshidratación. En el norte de Omán, donde se producen crudos ligeros, se logra la deshidratación por gravedad de manera continua en tanques de separación. El agua que se drena se le quita el aceite usando tanques para después ser reinyectada o para su disposición en la superficie.

En el sur de Omán donde los crudos son pesados y muy viscosos. El proceso estándar de deshidratación en las instalaciones de producción consiste de vasijas eliminadoras de agua, un calentador para ayudar en el rompimiento de la emulsión, seguido de un tanque concéntrico de lavado. El agua de la deshidratación de la vasija eliminadora de agua, se pasa por una placa interceptora corrugada, así como el agua proveniente del tanque de lavado, de aquí se envía a un tanque skimmer antes de que el agua sea bombeada a pozos de inyección.

Se inyectan desemulsificantes continuamente en la mayoría de las áreas de producción antes de las instalaciones de producción. Se usan dos distintos desemulsificantes, uno para la región norte y otro para la región sur.

### 5.3.- Deshidratación de crudo en instalaciones costa afuera

La deshidratación de crudo en instalaciones costa afuera es completamente distinta a la que se realiza en instalaciones terrestres, sobre todo por el factor del espacio y el tiempo de residencia que se tiene en el sistema es corto, por lo general de minutos. Convencionalmente se tienen dos casos, el primero donde se transporta el crudo por líneas este recibe una etapa de separación (bifásica por lo general) de ahí es enviado a instalaciones terrestres para ahí ser deshidratado, o se utilizan separadores trifásicos con sistemas de deshidratación de crudo en la plataforma para después enviar el crudo con bajo porcentaje de agua a las instalaciones terrestres.

En instalaciones que aún no cuentan con ductos marinos es necesario enviar el crudo a boyas que sirven para que los buquetanques carguen la producción de dichos plataformas. Debido a que no es conveniente económicamente transportar grandes cantidades de agua en los buquetanques, es necesario deshidratar el crudo antes de ser cargado en los buquetanques, por lo cual es necesario que en las plataformas de donde se produzca el crudo se instalen separadores trifásicos para disminuir la cantidad de agua.

El mayor obstáculo que se tiene para separar el agua producida costa afuera es el poco tiempo de residencia con el que se cuenta para realizar esta tarea. Para lograr esta separación es necesario añadir químicos desemulsificante.

La situación que se tiene es la siguiente; los operadores que envían el crudo en las líneas de transporte no separan el agua en las plataformas, ya que en ese punto de la travesía del crudo; éste, por lo general, se mantiene seco. Sin embargo, esta situación cambia. Es extremadamente difícil predecir cuándo se dará el rompimiento del agua, y por tal se tendrá la producción de crudo húmedo. Se tiene que contar con sistemas de deshidratación parcial en plataforma. Esto significa la modificación parcial de los separadores bifásicos, o la instalación de deshidratadores electrostáticos.

#### 5.4.- Modos o formas para deshidratar el crudo

Equipos de deshidratación y desalado de crudos

La separación del agua y el aceite se lleva a cabo utilizando los siguientes equipos:

- Separadores de tres fases
- Eliminadores de agua libre
- Tanques deshidratadores
- Tratadores convencionales
- Tanques de almacenamiento
- Tratadores electrostáticos
- Hidrociclones, entre otros más.

##### 5.4.1.- Separadores de trifásicos

Las unidades de separación de gas y líquido se fabrican para la separación de gas y aceite (dos fases) y para separar gas, aceite y agua (tres fases).

Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

El agua libre puede eliminarse en los separadores de tres fases; son de forma cilíndrica y de tipo vertical. Algunos cuentan con un controlador móvil de interfase, que permite ajustar para cada condición particular la relación entre los volúmenes para el agua y el aceite.

En general, el control de interfase es aceptable para manejar pequeñas cantidades de agua; la presencia de emulsiones o aceite de alta viscosidad los hace poco eficientes.

En las figuras 5.2 y 5.3 se pueden ver esquemas de separadores trifásicos:

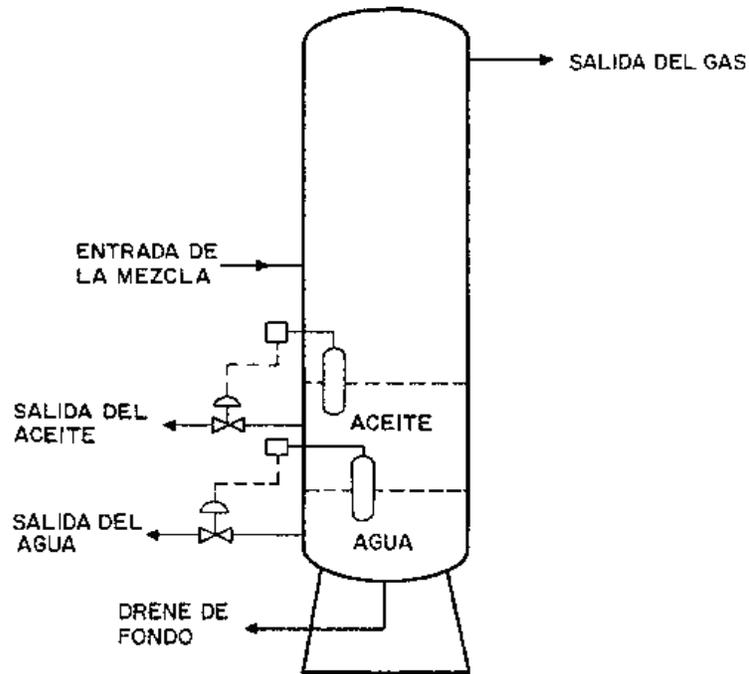


Fig. 5.2. Esquema de un separador trifásico con controladores de nivel del tipo de desplazamiento.

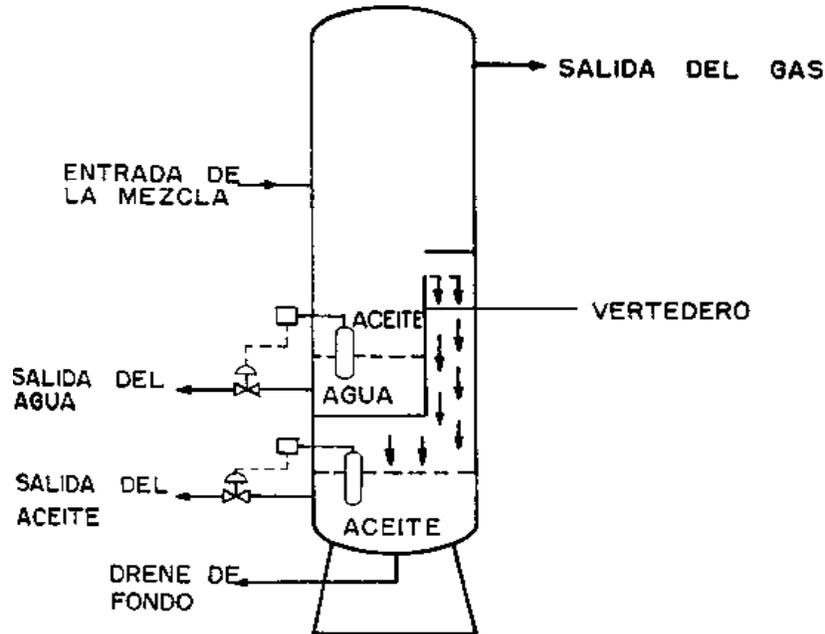


Fig.5.3 Esquema de un separador trifásico con un vertedero como controlador de nivel total de líquidos y uno de desplazamiento para interfase agua – aceite.

**5.4.2.-Eliminadores de agua libre**

Los eliminadores de agua libre se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre, antes que la emulsión entre a tratamiento. En figura 5.4 se muestra el tipo convencional de eliminador de agua libre. La emulsión entra por un conducto central cuyo extremo queda en la fase acuosa. La emulsión asciende y el agua se asienta para drenarse por la parte inferior.

Los eliminadores de agua deben instalarse antes de los calentadores con el fin de evitar que el agua libre consuma el calor que debe ser absorbido solamente por la emulsión.

El diseño y operación es muy simple; aunque resultan muy útiles, rara vez son utilizados. Su aplicación en baterías que manejan porcentajes de agua 20 % o más, en campos como Tamaulipas-Constituciones, Poza Rica, Agua Dulce y Comalcalco, puede ser benéfica.

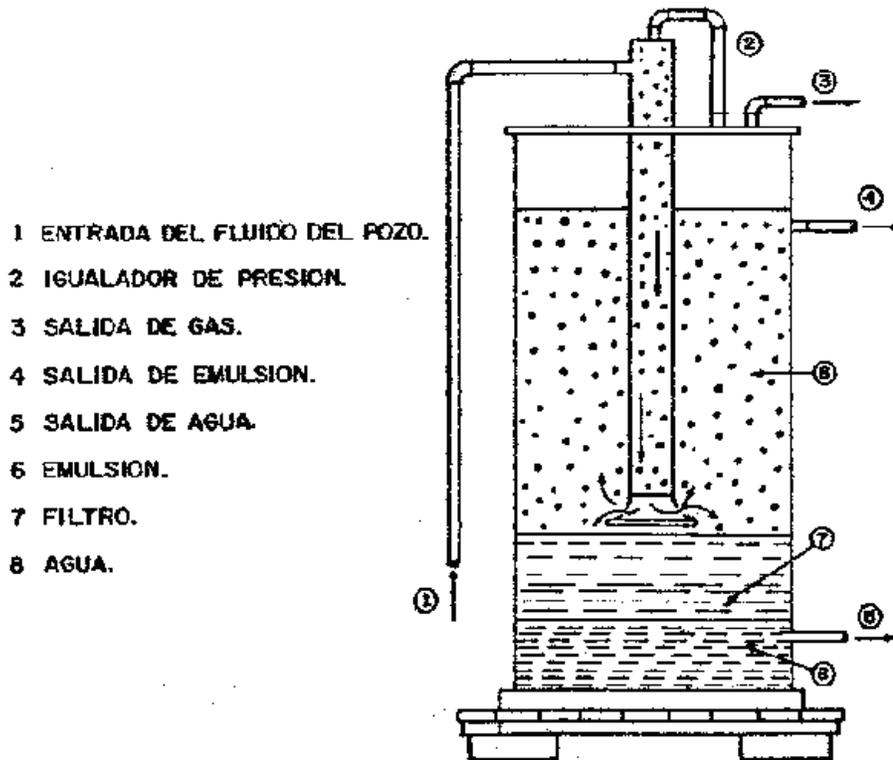


Fig. 5.4. Eliminador de agua libre

5.4.3.-Tratadores convencionales

El equipo moderno está formado de unidades que proporcionan por sí solas, asentamiento, calor, agitación, etc., a la emulsión que se trata. Una de estas unidades se ilustra en la figura 5.5. La emulsión entra en (a) y pasa a la sección (b) de precalentamiento, en la sección (c) se separa el agua libre, la emulsión asciende por (d) y se canaliza por la sección (e) donde se degasifica totalmente, efectuándose en (f) el calentamiento de la emulsión degasificada y el asentamiento del agua. En (g) se remueve el agua separada; en (h) está el controlador de la presión diferencial. La emulsión pasa a una sección de coalescencia (j) para lograr la remoción efectiva de restos de agua del aceite. En (k) se descarga automáticamente el agua, en (l) el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenarse.

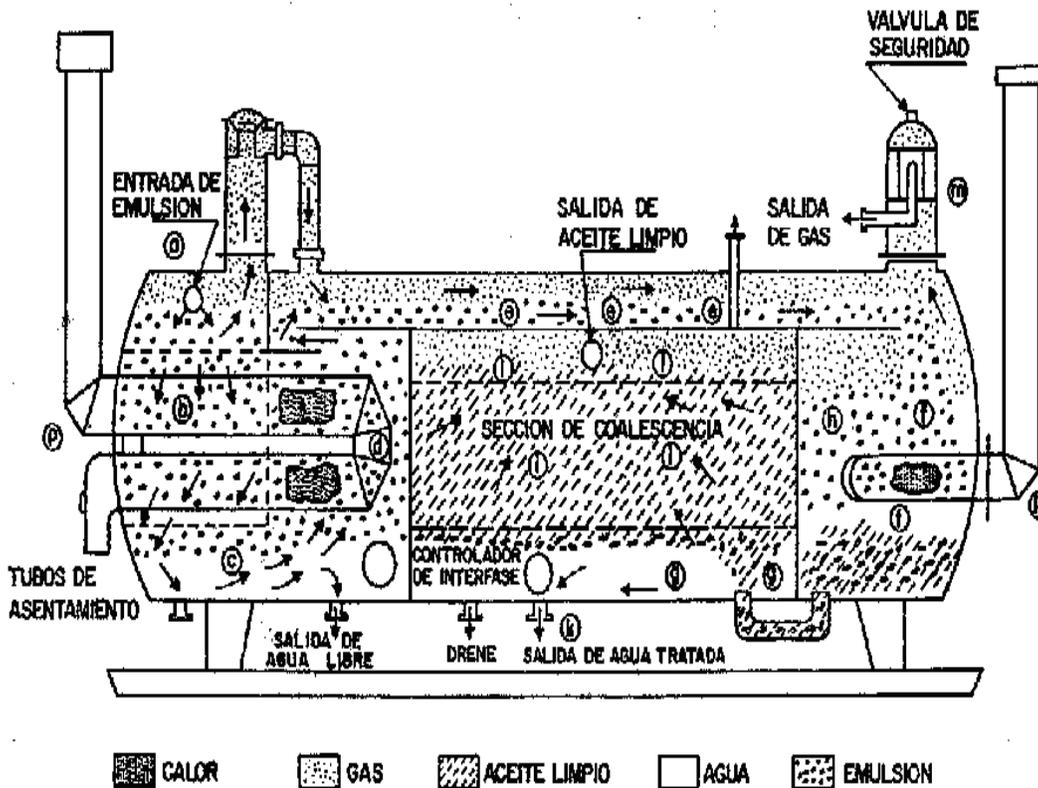


Fig. 5.5. Diagrama de un tratador termoquímico

#### 5.4.4.-Tratadores electrostáticos

Dentro de los métodos posibles de separación de agua en el aceite se incluyen asentamiento por gravedad o centrifugo, tratamiento térmico, desemulsificación química, ajuste del pH, desemulsificación electrostática, entre otros. Comparado con los demás ampliamente usados, la desemulsificación electrostática se ha vuelto más popular, desde el punto de vista económico así como el ambiental.

El principio fundamental de la desemulsificación electrostática es tomar completa ventaja de la ley de Stokes.

Hoy en día, hay por lo menos cuatro campos eléctricos primarios disponibles: de corriente alterna (CA), de corriente directa (CD), combinada CD/CA, corriente directa pulsada. Una característica a considerar para elegir el tipo correcto de campo eléctrico es el contenido de la fase acuosa dispersa que puede resultar en un corto circuito del sistema. De forma general, un campo CA puede tolerar cortes de agua grandes y tiene una naturaleza no electrolítica. El campo CD es altamente eficiente para gotas de agua pequeñas pero pueden provocar corrosión electrolítica, se utiliza únicamente para deshidratar destilados refinados con baja conductividad. Los campos CD/CA combinados proveen tolerancias buenas para cortes de agua grandes del campo CA y la eficiencia del CD. El campo pulsado de CD está en investigación.

##### 5.4.4.1.- Electroodos

Los electroodos originalmente han sido construidos de materiales conductores de la electricidad, como son los metales. Sin embargo los metales combinados con grandes cantidades de agua, pueden provocar cortos circuitos. Se sabe que un campo CA, se utilizan electroodos cubiertos con material aislante para minimizar los cortos circuitos del campo eléctrico. Se han construido electroodos no conductores de plásticos de fibra de vidrio que permiten el paso de las cargas eléctricas.

##### 5.4.4.2.- Geometría de los electroodos

De acuerdo a las condiciones específicas de cada aplicación, es posible adoptar electroodos con la forma de alambre, con forma de placas, con forma de placas corrugadas, de tipo cilíndrico y el tipo cilíndrico anular, etc.

##### 5.4.4.3.- Mecanismos de coalescencia de las gotas

Los mecanismos incluyen aplicaciones o principios de física, dinámica de fluidos, químicos y principios electrostáticos a varios niveles. De manera general, se puede hablar de tres etapas para el proceso de electro coalescencia de un par de gotas de agua. Primero, las gotas deben de

acercarse una a la otra y estar muy próximas bajo varias fuerzas de largo alcance de floculación. La segunda etapa es el drenaje o adelgazamiento de la película que separa las gotas. Cuando la película alcanza cierto grosor crítico, cualquier insignificante disturbio o inestabilidad causara la ruptura, de esta manera el par de gotas coalescerán juntas.

Dependiendo del tamaño y movimiento de las gotas dispersas, distintos mecanismos, tales como efectos hidrodinámicos, térmicos y fuerzas electrostáticas, jugaran un papel importante en los efectos sobre las gotas.

#### **5.4.4.4.- Efectos Hidrodinámicos**

Una emulsión de agua en el aceite es un sistema fluido muy complejo con gotas de agua dispersas, aún si no hay campo electrostático las gotas se acercarán unas a otras por colisiones bajo diferentes condiciones de flujo, tales como sedimentación, flujo laminar, flujo turbulento y efectos secundarios de flujo. Se ha observado que al aplicar un campo de CA con flujo turbulento puede incrementarse la coalescencia. Investigadores se han dado cuenta que incluso sin la aplicación de un voltaje, el tamaño del diámetro de las gotas incrementaban en la salida de las vasijas por efecto de turbulencias.

#### **5.4.4.5.- Efectos Electrostáticos**

El efecto principal de un campo eléctrico en emulsiones de agua en aceite es causar un cambio en las características de la carga eléctrica del sistema. La respuesta principal de una gota de agua neutral es un medio de baja constante dieléctrica será la polarización a través de la reorientación de los dipolos moleculares con un campo eléctrico, lo cual lleva a la formación de polos inducidos. Luego la gota se elonga en dirección del campo eléctrico y tiende a convertirse en una esferoide ovalada. Las gotas de agua pueden ser cargadas por contacto con los electrodos, o en otros procesos tales como la transferencia de otros cuerpos, etc.

A continuación se describen las principales fuerzas que actúan en las gotas de agua:

- ✓ Fuerzas Dipolares.

Cuando dos polos se acercan uno al otro, las gotas experimentan el campo no homogéneo de la otra, con esto pueden atraerse o bien repelerse la una a la otra.

Para interacciones entre dipolos de dos gotas esféricas similares, se puede calcular la fuerza dipolar ecuación 6.1

Ecuación 6.1:

$$F_{dipole} = \frac{12\pi \beta^2 \epsilon_c E^2 r_1^3 r_2^3}{\delta^4} (3K_1 - 1)$$

Donde  $\epsilon_c$  y  $\epsilon_d$  son las constantes dieléctricas de la fase continua y la fase acuosa dispersa respectivamente, E es la intensidad del campo eléctrico aplicado; r1 y r2 son los radios de dos gotas;  $\delta$  es la distancia entre los centros

de las gotas;  $\beta = \frac{\epsilon_d - \epsilon_c}{\epsilon_d + 2\epsilon_c}$ ; es el factor conocido como Clausius-Mossotti. Cuando  $\delta$  tiende a infinito, el coeficiente Ki se aproxima a uno.

✓ Fuerza Electroforética.

De acuerdo a la ecuación de la magnitud de la carga adquirida por las gotas de radio r en contacto con un electrodo cargado, y asumiendo que el tiempo de relajación de la fase continua es grande en comparación con el tiempo de contacto de la gota con el electrodo, de esta manera no se perderá mucha carga, esta fuerza electrostática inducida está dada por, la ecuación 6.2

Ecuación 6.2:

$$F_{ele} = q \cdot E = \frac{2}{3} \pi^3 r^2 \epsilon_c E^2$$

✓ Fuerza dielectroforética.

La dielectroforesis puede ser definida con la tendencia de las gotas con una grande permitividad mayor que la suspensión media, como en el caso de las gotas de agua en el aceite, a moverse hacia el lugar con mayor intensidad del campo. El tiempo promedio de la fuerza dielectroforética actuando en una gota debido a un campo externo no homogéneo puede ser aproximado en términos de efectos de dipolo tal como está en la ecuación 6.3:

Ecuación 6.3:

$$F_{diele} = 2\pi r^3 \epsilon_c \beta \nabla (\vec{E} \cdot \vec{E}) = 2\pi r^3 \epsilon_c \beta \nabla |\vec{E}|^2$$

La fuerza dielectroforética depende fuertemente del medio y de las propiedades eléctricas de las gotas, del tamaño y forma de las gotas, también como de la frecuencia del campo eléctrico. Para que un campo sea homogéneo se tiene que cumplir lo siguiente,

$$\nabla |\vec{E}|^2 = 0, \text{ así como}$$

$$F_{diele} = 0.$$

#### **5.4.4.6.- Factores principales que afectan la coalescencia de las gotas**

Muchos factores intervienen el proceso electro coalescente: el voltaje, la frecuencia oscilatoria, las ondulaciones del campo eléctrico, la geometría de la vasija, la temperatura, el gasto, y propiedades fisicoquímicas de los constituyentes de la emulsión.

#### **5.4.4.7.- Condiciones de flujo en los tratadores electrostáticos**

La mayoría de los tratadores electrostáticos son diseñados deliberadamente para tener cierto grado de turbulencia para que se dispersen y rompan las cadenas de agua, y algunos sobre todo los que son horizontales tienen flujo laminar para alcanzar un grado de asentamiento.

El primer paso para desemulsificar un crudo mediante el uso de una deshidratador electrostático es agregar agua de lavado.

Muchos equipos de desalado/deshidratación mezclan agua de lavado (baja en contaminantes) en el aceite crudo en una válvula especial de mezclado que dispersa el agua en partículas pequeñas (gotas). La emulsificación de agua de lavado en la mezcla de crudo y salmuera resulta en la combinación de gotas de salmuera con el agua de lavado durante la coalescencia. La emulsión resultante se envía a la vasija deshidratadora donde la mezcla se introduce a una cierta velocidad en un campo electrostático. El campo eléctrico hace que el aceite y el agua coalescan. Las gotas de agua de lavado (ahora combinadas con gotas de salmuera) forman gotas más grandes que se disgregan del flujo ascendente de crudo y se asienta debido a la fuerza de gravedad. Si no se añadiera agua de lavado, la población total de gotas de agua en el crudo no sería suficiente para que una coalescencia eficiente de las gotas de agua ocurriera. La adición de agua de lavado al crudo incrementa el volumen total de agua en el crudo y permite la remoción de contaminantes a través de la coalescencia electrostática de las gotas de agua.

##### **5.4.4.7.1.- Descripción de la operación de los tratadores en la Terminal Marítima Dos Bocas**

Antes de la vasija electrostática, se agrega agua de lavado en la corriente del crudo. La mezcla de aceite crudo y el agua pasa a través de un cabezal de entrada, y a través de unos distribuidores. Los distribuidores son los responsables de que el crudo entre al sistema a un flujo uniforme y pase por los campos eléctricos. Un campo eléctrico es producido por los electrodos bajos y medios dentro de la vasija electrostática, y el otro es producido por los electrodos medios y altos.

Los electrodos son mallas de barras de metal. El gradiente de potencial alto para los campos eléctricos es proporcionado por fuentes de poder instaladas externamente en la parte de arriba de la vasija electrostática.

Cuando el crudo entra en los campos eléctricos, las cargas eléctricas en cada gota de agua se separan. Esto es, que las cargas negativas se concentran en un lado de la partícula y las cargas positivas se concentran en el otro lado. Cada gota se convierte en un dipolo inducido- una partícula que lleva cargas eléctricas iguales pero opuestas, o polos eléctricos.

La terminal positiva de cada partícula es atraída a la opuesta, o polo negativo en el campo eléctrico que actúa sobre la partícula de agua. Cada Terminal negativa de las gotas de agua es atraída al polo opuesto en el campo eléctrico. La figura 5.6 muestra los dispositivos internos de un tratador electrostático.

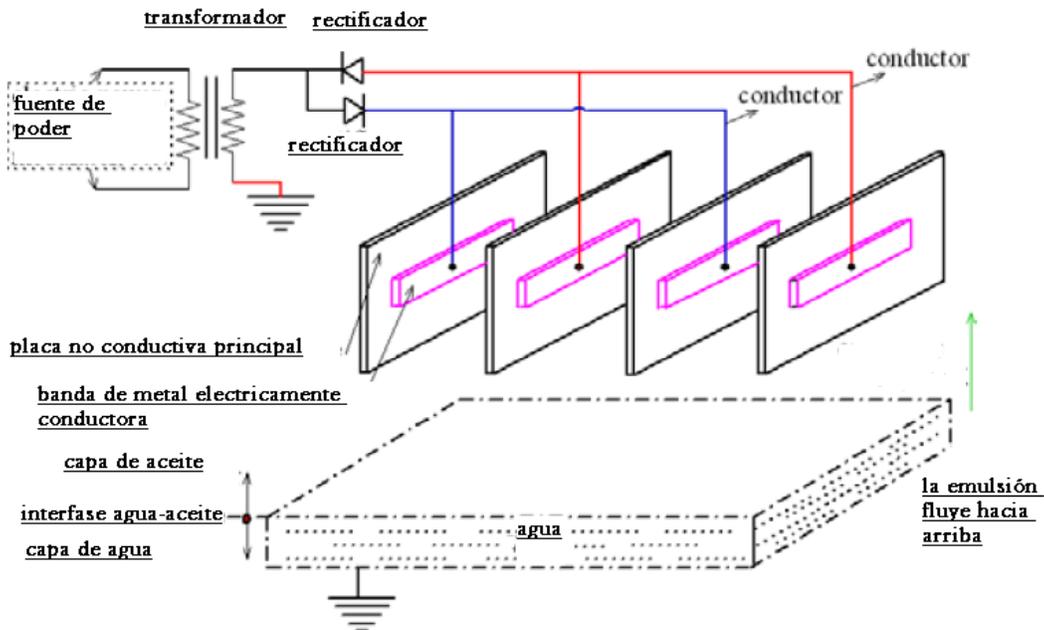


Fig. 5.6. Dispositivos interno de un tratador electrostático.

Desde que las cargas eléctricas en cada gota son separadas, los polos negativos de las gotas son atraídas a los polos positivos de otras gotas. Casi inmediatamente después de que el crudo entra en el campo eléctrico, las gotas de agua empiezan a combinarse, o coalescer, en medida que las cargas eléctricas opuestas se atraen unas a otras. Ver figuras 5.7 y 5.8.

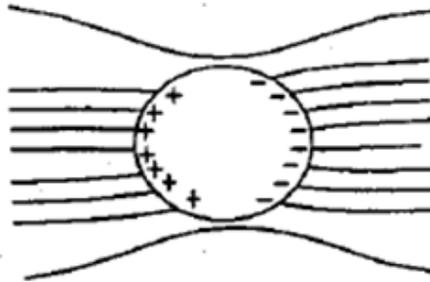


Fig.5.7. Gota individual en un campo eléctrico.

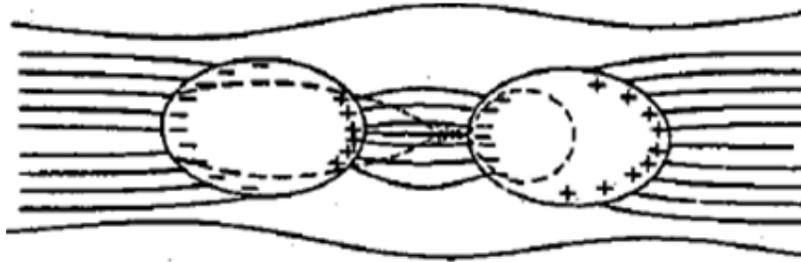


Fig. 5.8. Dos gotas con cargas eléctricas opuestas.

La acción coalescente creada por la atracción de las gotas de agua crea gotas más grandes, hasta que finalmente, las gotas de agua son suficientemente grandes para caer del crudo debido a la fuerza de gravedad. Las gotas grandes caen a través del aceite crudo hasta el fondo de la vasija deshidratadora.

Cuando la vasija se encuentra en operación, la parte de abajo o fondo de la misma, se encuentra llena de agua de un tercio a la mitad.

Un controlador de interfase conectado a un desplazador y/o capacitor controla el gasto o velocidad con la que el agua abandona la vasija electrostática para con esto mantener un nivel óptimo de operación de la vasija.

El agua que sale de la vasija pasa a un colector que se conecta a una línea que lleva el agua a una planta de tratamiento de efluentes.

El aceite de la vasija electrostática sale a través de una línea colectora cerca de la cima del tratador.

En la fig. 5.9 se observa un diagrama de una vasija electrostática para desalado/deshidratado de crudo.

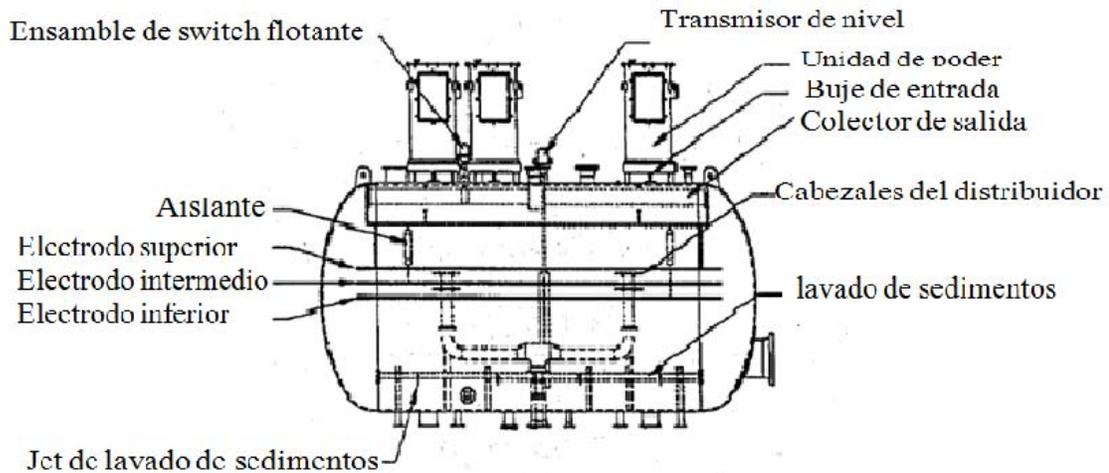


fig. 5.9 vasija electrostática

El efecto de un campo eléctrico en las gotas de agua es el de mejorar la coalescencia por medio de la desestabilización por efecto de cargas en la interfase agua-aceite. Es importante recalcar que las atracciones polares entre las partículas de agua también se ven afectadas por las condiciones de flujo en la unidad deshidratadora.

Los componentes principales de un campo eléctrico, se ilustran en la siguiente figura. Los elementos primarios son:

1. Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts 50 o 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
2. Electrodos inferiores o de carga;
3. Electrodos a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

#### 5.4.5.-Proceso de deshidratación en tanques de asentamiento y tanques de almacenamiento

Cuando existe un porcentaje pequeño de agua en el aceite y/o el agua y el crudo se encuentran, muy poco emulsionados, sería útil permitir que el agua se asiente en el fondo del tanque de almacenamiento y drenar el agua separada antes de transportar el crudo. Esta práctica no es recomendada o seguida generalmente. Cuando se usa un tanque de almacenamiento para deshidratar crudo, el aceite se conduce hacia el tanque y se permite que el agua precipite. Cuando el tanque, queda lleno, se detiene el flujo de crudo o se dirige hacia otro tanque. Después de que el agua se separa por acción de la fuerza de gravedad, se drena por la parte inferior del tanque. En la figura 5.12 se observa el esquema de un tanque de asentamiento.

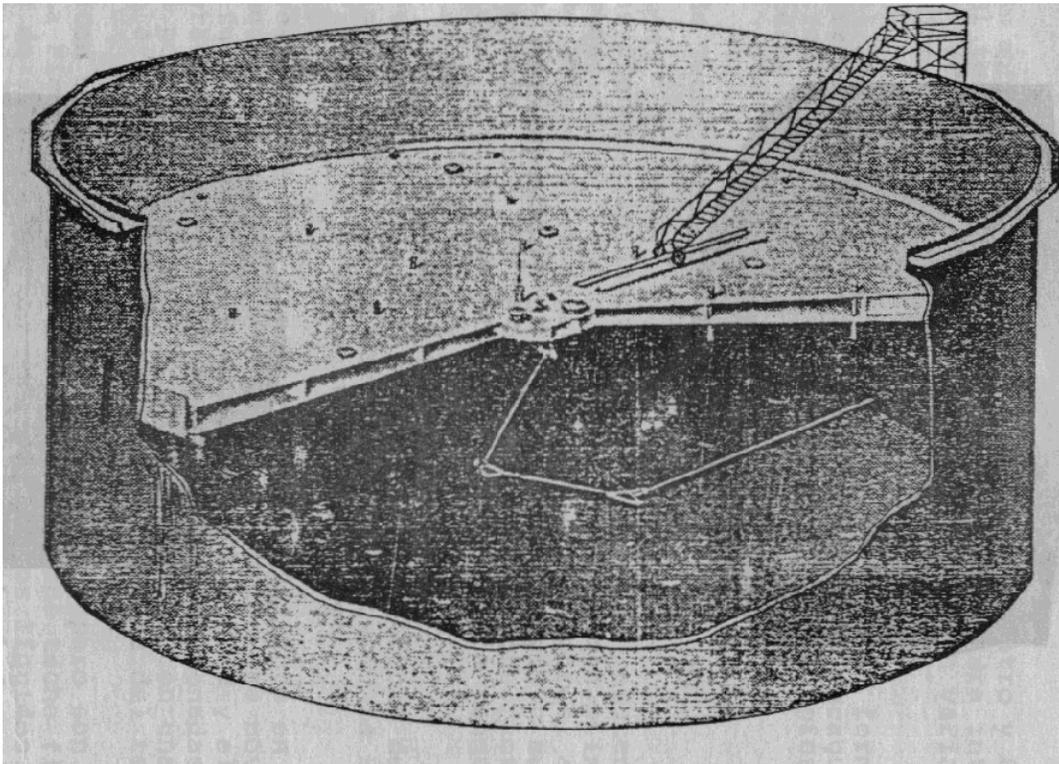


Fig.5.12. Esquema de un tanque de asentamiento

En una instalación terrestre, el crudo producido de los pozos es transportado muchos kilómetros en tuberías a una estación central recolectora (caso de la Terminal Marítima Dos Bocas), en la cual el crudo es degasificado, deshidratado y desalado.

Por lo general el tiempo de residencia a través del sistema desde los cabezales de producción a las líneas es grande, incluso de varios días. La formación de emulsiones y la separación subsiguiente del agua producida se lleva a cabo en separadores trifásicos, por gravedad, calentadores, tanques deshidratadores, vasijas electrostáticas y si es el caso en tanques de almacenamiento antes de ser enviado a exportación o a consumo interno.

Se trata de un proceso de bacheo. La emulsión se desestabiliza por la inyección de desemulsificante. El crudo, después de haber sido degasificado, se carga en un tanque y ya que se llena el tanque, se le dan de 12 a 24 horas para que el agua asiente. El agua cae por gravitación al fondo del tanque, después de drenar el agua el aceite está listo para su embarque.

Para el proceso de deshidratación en tanques de asentamiento se requiere de al menos tres tanques, uno para llenado, uno para asentamiento y uno para bombeo, se ha visto que para aceites ligeros este proceso permite tener una buena deshidratación del crudo y los límites de contenidos de sal son alcanzados para su embarque.

Este sistema se vuelve atractivo si el proceso de deshidratación puede ser hecha en los tanques de almacenamiento, como sucede en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

Una desventaja es que el drenaje de los tanques es operado manualmente y esto requiere de personal que esté operando las válvulas de los drenajes.

#### **5.4.6.- Tanques deshidratadores**

Muchas instalaciones cuentan con este tipo de tanques, que son también conocidos como Gun Barrels ó Wash Tanks. Algunas veces son resultado de la adecuación de un tanque de almacenamiento o asentamiento. Son eficientes, pero están restringidos por el volumen y el gasto, requieren de un tiempo de asentamiento de las gotas de agua que sea el óptimo y adecuado al volumen de crudo a deshidratar. En la Terminal Marítima Dos Bocas se cuentan con este tipo de tanques.

##### **5.4.6.1.- Principio de operación**

En el proceso de deshidratación de crudo en tanques de lavado la emulsión de agua/aceite previamente degasificada, se introduce cerca del fondo del tanque y durante su flujo ascendente del líquido, las gotas de agua empiezan a caer por gravitación de acuerdo a la ley de Stokes.

Los tanques deshidratadores están constituidos esencialmente de 5 partes:

1. La línea de entrada; es el tubo que conduce la emulsión.
2. El tubo conductor, a través del cual pasa la emulsión antes de entrar al fondo del tanque deshidratador. Tiene tres propósitos principales: a) separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque deshidratador; b) sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión; c) permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.
3. El cuerpo del deshidratador, el cual tiene un colchón de agua que sirve para lavado de la emulsión.

4. La línea de salida del agua, constituida por un sifón. Esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el deshidratador.
5. La línea de salida del aceite, que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.

La acción que tiene lugar en un tanque deshidratador consta de dos etapas: lavado y asentamiento. El lavado ocurre en el colchón de agua; el asentamiento se efectúa en el estrato de emulsión. La altura del colchón es variable de acuerdo al tipo de emulsión.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón; que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable.

La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador. Por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador.

Inicialmente, la altura de la columna "A" en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Puesto que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor, equilibra una columna de agua "B" y de aceite "C". Siendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua. Al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama a un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera una válvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente, ver figura 5.13.

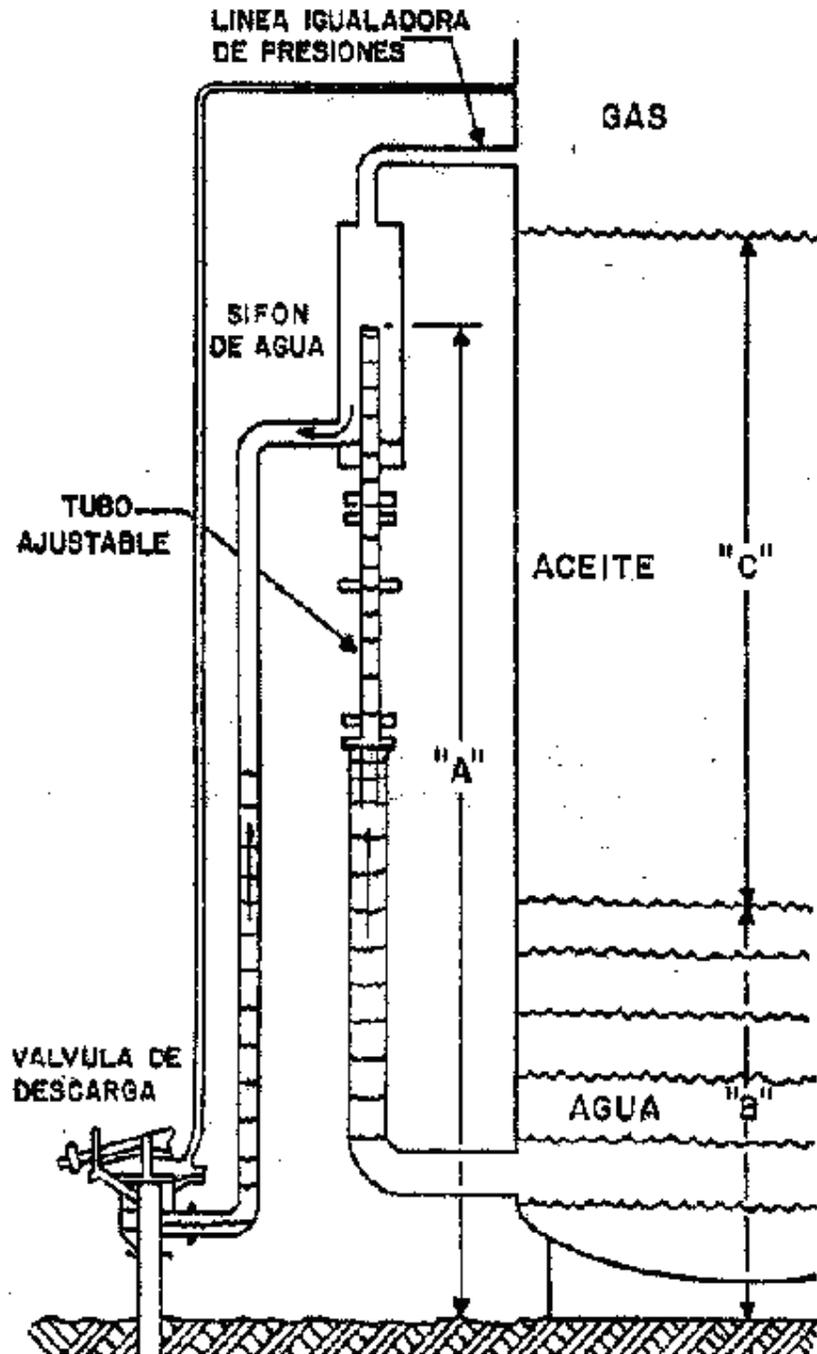


Fig. 5.13. Diagrama del sistema de descarga de un deshidratador.

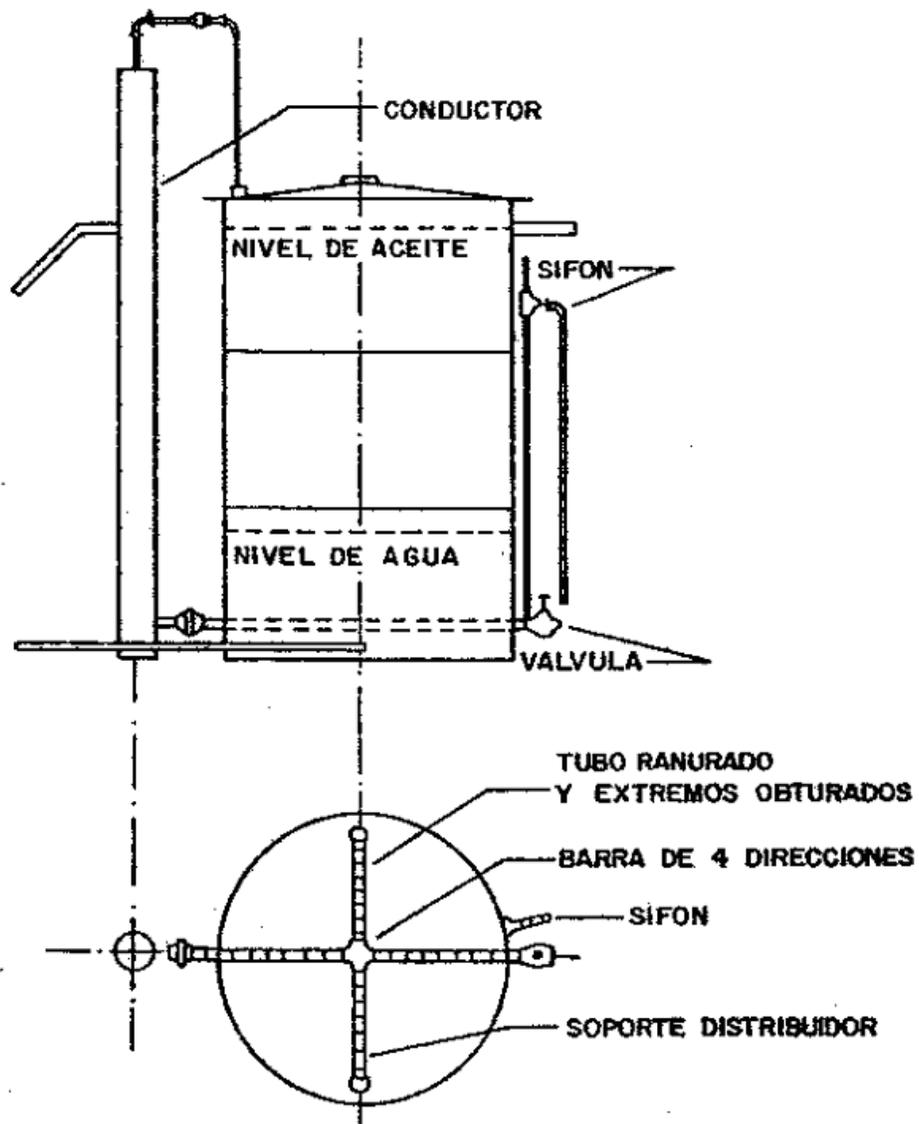


Fig. 5.14 Tanque deshidratador

**5.4.6.2.- Tanques deshidratadores de la Terminal Marítima Dos Bocas**

En los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima Dos Bocas el agua acumulada en el fondo es drenada en los drenajes aceitosos del tanque, y el aceite limpio sube a la superficie del tanque donde es recuperado en las tuberías de los derrames de aceite, como se muestra en la figura 5.15; en la fig. 5.16 se puede ver un tanque deshidratador de la Terminal Marítima Dos Bocas junto con sus derrames.



Fig. 5.15. Simulación del proceso de deshidratación en los tanques de lavado.



Fig. 5.16 Tanque deshidratador de la Terminal Marítima Dos Bocas.

La velocidad con la que sube el líquido en el tanque es baja y el tiempo de retención de líquido por lo general es de 8 a 24 horas.

Los porcentajes relativamente altos de agua resultantes, son debido a:

1. Una separación incompleta del gas corriente arriba en el tanque deshidratador. El gas en la zona de asentamiento causa agitación y no permite que las pequeñas partículas de agua se asienten.
2. Una mala distribución de la emulsión en el área del tanque.
3. Los cambios de temperatura (entre día y noche) de la emulsión que entra, lo cual genera corrientes térmicas en la zona de asentamiento.
4. Los cambios de temperatura de las paredes del tanque, lo cual genera un efecto adverso en el proceso de asentamiento.
5. Tiempo de residencia insuficiente para que las partículas de agua en la emulsión puedan coalescer y formar el tamaño máximo posible antes de entrar a la zona de asentamiento.

Se ha observado que las partículas de agua que están entre 80 y 120 micrones para salmuera y para el agua dulce, no se separaran de manera eficiente en los tanques de lavado. Para una deshidratación efectiva, se debe de tomar cuidado de que las partículas pequeñas puedan coalescer y formar partículas más grandes antes de entrar la zona de asentamiento.

En la fig. 5.17 se puede ver el diagrama del arreglo y conexiones de los tanques de deshidratación de la Terminal Marítima Dos Bocas.

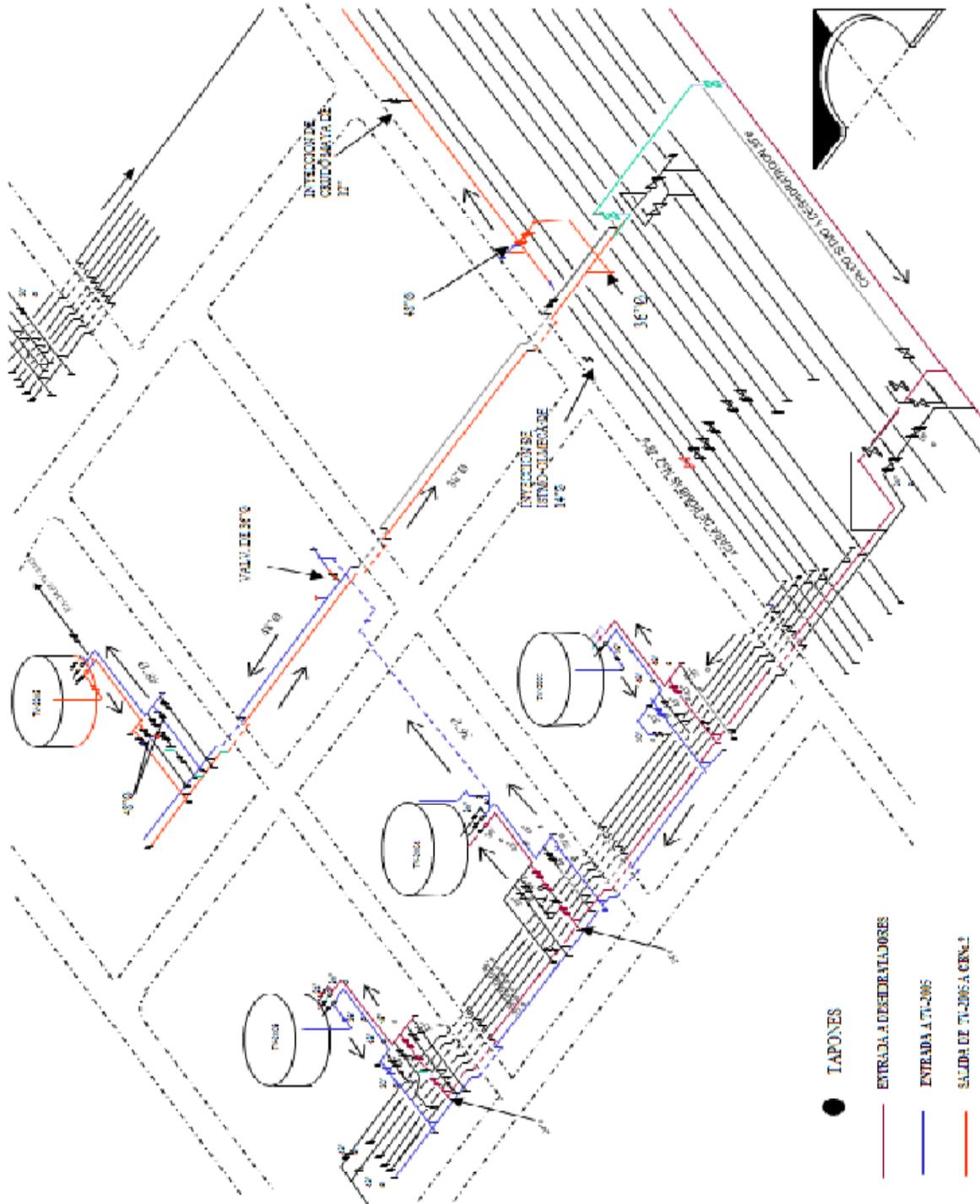


Fig. 5.17. Diagrama de los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima Dos Bocas.

### 5.4.7.- Hidrociclones

En la actualidad, la desemulsificación con hidrociclones ofrece ventajas significativas, entre tales ventajas está la reducción de peso y tamaño del equipo, lo cual trae como consecuencia un ahorro considerable de inversión, especialmente en plataformas. Los hidrociclones también proporcionan una capacidad de procesamiento adicional en lugares con infraestructura preestablecida, donde el espacio disponible es poco o no existe. Además, los hidrociclones ofrecen eficiencias de separación mejoradas, al ser comparadas con equipos de tratamiento de emulsiones convencionales. Cuando se complementan los hidrociclones con tratadores convencionales de desemulsificación, el sistema equivalente que resulta ocupa menos espacio que un sistema en el cual se usen eliminadores de agua libre, equipo intercambiador de calor, y tratadores convencionales de emulsiones.

Los tratadores operan por presión, a diferencia de las centrifugadoras que operan por medios eléctricos y mecánicos. Durante la deshidratación con hidrociclones la emulsión se envía tangencialmente y presurizada hacia el interior del hidrociclón tal y como se muestra en la figura 5.18, donde la generación de fuerza centrífuga la hace rotar. El movimiento de rotación genera fuerzas centrífugas enormes que provocan la separación de sólidos y líquidos, así como la separación de los líquidos inmiscibles (agua y aceite). La fuerza centrífuga generada en un hidrociclón varía a través de su longitud y puede alcanzar hasta 2,000 veces el valor de la aceleración de la fuerza de gravedad. Esta fuerza generada desplaza a la fase más ligera, haciéndola migrar hacia el centro, formando una acumulación central. Mediante el control de la presión a través del tubo, el líquido del centro es forzado a fluir por la parte superior del hidrociclón. El proceso requiere normalmente de un tiempo de retención de dos a tres segundos para lograr una separación simple y efectiva sin necesidad de emplear partes mecánicas móviles adicionales.

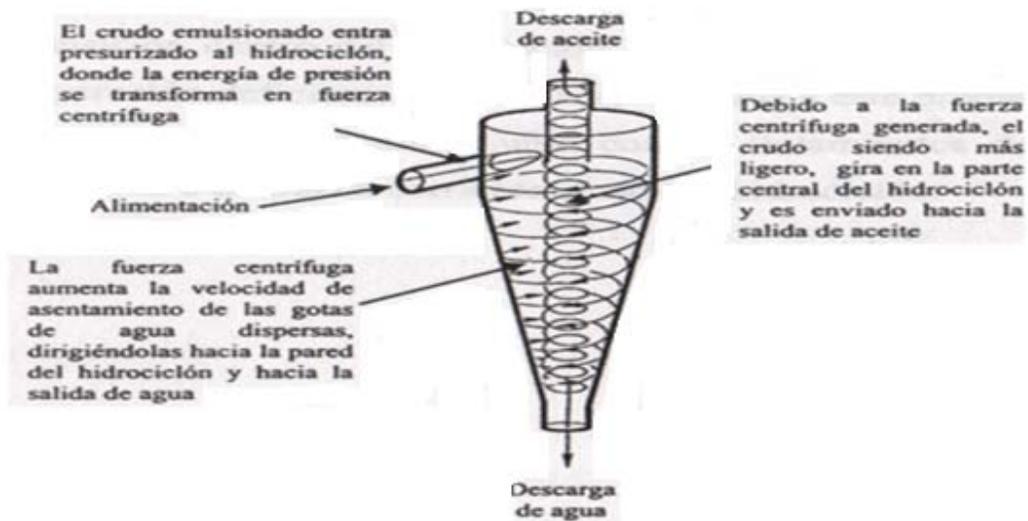


Fig.5.18 principio de operación de un Hidrociclón.

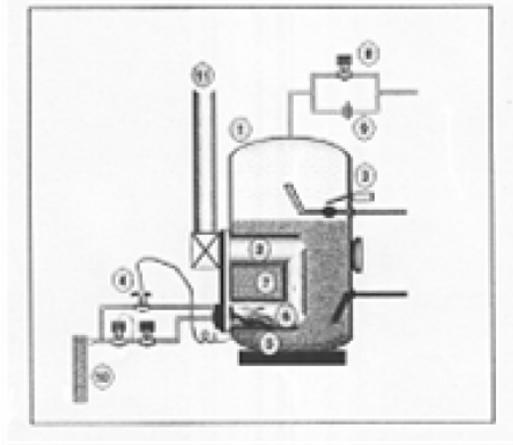
Debido a las fuerzas centrífugas elevadas de un hidrociclón, una instalación con equipo operando vertical u horizontalmente no afecta la eficiencia de separación.

La principal razón que dificulta la predicción de la eficiencia de un hidrociclón, es la medición del tamaño de las gotas dispersas en la fase continua, así como la medición de la diferencia de densidades relativas, porque ambos parámetros pueden cambiar incluso entre el tiempo que transcurre cuando se toma la muestra y se realiza el análisis.

Las características hidráulicas consideradas en un hidrociclón varían significativamente y dependen del corte de agua deseado, de la viscosidad del aceite y de las presiones de operación. La aplicación de un hidrociclón para romper emulsiones se relaciona con el procesamiento de una producción que tiene un contenido elevado de agua, la cual afecta la calidad de exportación; o simplemente para evitar problemas en líneas de conducción que operan a su máxima capacidad. El tratamiento de aceite crudo considerando que tiene 50 % de agua emulsionada como fase dispersa, es difícil, dado que no siempre queda claro cuál es la fase continua, o por que puede ocurrir una transición de la fase continua a la fase dispersa. Cuando sucede una transición dentro de un hidrociclón, el incremento de viscosidad generado puede ocasionar una separación deficiente. Una solución óptima a este problema es utilizar un proceso de deshidratación con hidrociclones junto con tratamientos de separación por gravedad, térmica, eléctrica, o químicos corriente abajo del hidrociclón.

#### **5.4.8.- Calentadores**

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical, como se muestra en la figura 5.18.



Componentes básicos de un calentador de crudo a fuego directo: (1) Cuerpo del calentador, (2) Caja de fuego, (3) Válvula de venteo, (4) Termo-válvula, (5) Elemento sensor de temperatura; (6) Piloto, (7) Quemador, (8) Válvula de seguridad, (9) Disco de ruptura o resistencia, (10) Depurador de gas, (11) Chimenea.

Fig. 5.18 Calentador de fuego directo

El diseño normal de un calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

1. Degasificado de la emulsión de entrada,
2. Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento,
3. Lavado con agua y calentamiento de la emulsión,
4. Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas.

1. Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
2. Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
3. Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
4. Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
5. Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
6. Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

Como desventaja se tiene la migración de los componentes más volátiles del crudo hacia la fase gas. Así también incrementa los costos de combustible, requieren de mayor instrumentación y control.

**Capítulo 6. Deshidratación de crudo pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas****6.1.- Filosofía de operación de la Terminal Marítima Dos Bocas para el acondicionamiento del crudo maya**

La deshidratación y desalado de crudo pesado en la Terminal Marítima de Dos Bocas, se realiza por medio de la inyección de producto químico desemulsificante en las líneas de conducción del crudo que son enviadas a tanques de almacenamiento donde permanecen cierto tiempo de reposo, además se inyecta agua de lavado y en ocasiones el uso de vasijas electrostáticas. Los principios fundamentalmente son: tiempo de reposo, adición de calor, adición de químicos y segregación gravitacional.

La deshidratación de crudo tiene sus primeras etapas en las plataformas de producción ya que ahí comienza con un pretratamiento, que consiste en la inyección de químicos desemulsificantes en diferentes puntos que se encuentran en el sistema de plataformas de producción, de enlace y de rebombeo. Con el pretratamiento se pretende lograr que el químico desemulsificante junto con la temperatura (alta) a la que sale el crudo debiliten la película interfacial, formada de agentes emulsificantes (asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sedimentos, entre otros) y se logre el rompimiento de la emulsión, esto gracias al tiempo de contacto y al efecto positivo de una alta temperatura en el crudo.

El crudo llega a la terminal con muy poca emulsión o casi nula, esto se deduce gracias a los análisis de porcentaje de agua y salinidad. En el área de recepción conocida como Trampa de Diablos Norte, existen patines de inyección como los que se muestran en la figura 6.1, que dosifican producto para acelerar la separación del agua libre resultado del pretratamiento en plataformas, se le conoce como tratamiento en la Terminal Marítima de Dos Bocas. Este tratamiento proporciona un tiempo de contacto entre químico desemulsificante y crudo pretratado para que el agua que está en el crudo, caiga (se separe y viaje libremente) hasta llegar a los tanques de almacenamiento. En los tanques de almacenamiento se proporciona un tiempo de reposo (24-72 horas) para que el agua libre se asiente en el fondo del tanque, una vez que se acumula y se espera el tiempo de reposo requerido, que es determinado por medio de análisis, se procede a drenar el tanque de almacenamiento para eliminar el agua que se desemulsificó y liberó del crudo.



Fig. 6.1 Patín de inyección de químico desemulsificante.

En la Tabla 6.1 se puede observar el consumo de productos diario que se dosifica en los distintos puntos de inyección, así como las salidas, en las cuales se mide la calidad con la que se exporta el crudo; para el caso de la descripción del proceso realizada en esta tesis es importante mencionar que los resultados del consumo diario varían dependiendo de si se introdujeron más pozos, si se inyectó agua como método de recuperación secundaria o bien si el corte de agua es mayor debido a las condiciones del yacimiento.

La tabla 6.1 es un ejemplo de la inyección de químicos de un cierto día; de acuerdo a lo ya visto, el corte de agua puede variar debido a muchas razones; por ejemplo el añadir la producción de un pozo con corte alto de agua, la terminación de uno o varios pozos que no hayan sido las adecuadas y por tal se comuniquen agua y aceite en el intervalo productor, entre otras. Constantemente hay cambios en la producción y en la cantidad de agua en el crudo, por lo mismo constantemente se deben de realizar pruebas de botella para determinar la cantidad necesaria de producto químico a inyectar.

En el área de proceso se monitorea constantemente la cantidad de agua libre, agua emulsionada y contenido de sales del crudo, en la llegada del mismo a la Terminal Marítima Dos Bocas, así como en puntos intermedios y de salida a exportación o a refinación, en caso que la medición de los parámetros de resultados desfavorables; se realizan pruebas para determinar la calidad del crudo y la cantidad de productos químicos a emplearse; o bien, si se requerirá

de implementar otros métodos o cambios de filosofía de operación para deshidratar crudo.

LINEA 1				
CONSUMO LLEGADA A LA T.M.D.B (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No.01200175	PC-01	0	0	0
No. 00400650	DA-V/ADP-160	298152	299872	1720
No. 01200821	PC-01	402831	406151	3320
				<b>5040</b>
CONSUMO PLATAFORMA REBOMBEO (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No. 0400651	PC-01	128517	128517	0
No. 0400552	PC-01	180269	182277	2008
<b>CONSUMO TOTAL</b>				<b>2008</b>
CONSUMO PLATAFORMA NOHOCH-A (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No. 0400652	PC-01	300343	303025	<b>2682</b>
MEDICION CON INDICADOR DE NIVEL	PC-01	11912	11912	<b>0</b>
CONSUMO PLATAFORMA AKAL-C (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No. 0400677	PC-01	283130	283130	0
No. 0400672	PC-01	26708	27164	456
<b>CONSUMO TOTAL</b>				<b>456</b>
LINEA 2				
CONSUMO LLEGADA A LA T.M.D.B (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No. 0400674	PC-01	182288	183538	1250
No. 0400674	DA-V/ADP-160	0	0	0
				<b>1250</b>
CONSUMO PLATAFORMA AKAL-J (LITROS)				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
NIVEL	PC-01	5200	5200	<b>0</b>
No. 00400712	PC-01	103184	105723	<b>2539</b>
<b>CONSUMO TOTAL</b>				<b>2539</b>
LINEA DE SALIDA TANQUE TV-5005 PARA 2DA. ETAPA				
TOTALIZADOR	PRODUCTOS	INICIAL	FINAL	CONSUMO
No. 00400707	PC-01	47253	47773	<b>520</b>
<b>CONSUMO TOTAL</b>				<b>520</b>
CONSUMO POR LÍNEA (LITROS/DIA)			L-1	L-2
PC-01			8466	4309
DA-V/ADP-160			1720	0
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>10186</b>	<b>4309</b>
CONSUMO POR PRODUCTO QUÍMICO (LITROS/DIA)				
PC-01				<b>12775</b>
DA-V/ADP-160				<b>1720</b>
TOTAL CONSUMO DIARIO (LITROS)				
<b>14495</b>				
RECEPCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS				
RECIBIDOS T.M.D.B.				
PRODUCTO	LOTE/REM.	CANTIDAD (LTS)		
PC-01				
DA-V/ADP-160				
EXISTENCIA DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		15201		
DA-V/ADP-160		21826		
RECEPCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS				
ENVIADOS A PLATAFORMA REBOMBEO				
PRODUCTO	A. EMBARQUE	CANTIDAD (LTS)		
PC-01				
EXISTENCIA DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		10037		
ENVIADOS A PLATAFORMA NOHOCH-A				
PRODUCTO	A. EMBARQUE	CANTIDAD (LTS)		
PC-01				
EXISTENCIA DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		7487		
ENVIADOS A PLATAFORMA AKAL-J				
PRODUCTO	A. EMBARQUE	CANTIDAD (LTS)		
PC-01				
EXISTENCIA DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		8392		
ENVIADOS A PLATAFORMA AKAL-C				
PRODUCTO	A. EMBARQUE	CANTIDAD (LTS)		
PC-01				
EXISTENCIA DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		11344		
EXISTENCIA TOTAL DE QUÍMICOS (LITROS)				
PC-01		52461		
DA-V/ADP-160		21826		
CONSUMO ACUMULADO DEL MES (LITROS)				
<b>361873</b>				
CONSUMO ACUMULADO TOTAL (LITROS)				
<b>2326814</b>				

Tabla 6.1 Consumo diario de productos químicos.

**6.2.- Descripción del proceso de deshidratación de crudo en la Terminal Marítima de Dos Bocas**

Se inyecta desemulsificante en las plataformas de producción de la región marina noreste: Nohoch-“A”, Akal-“C”, Akal-“B” y Akal-“J”, así como también en la plataforma de rebombeo donde se unen las producciones y de ahí salen las dos líneas de conducción de crudo de 36 “ de diámetro, la línea 1 “L1” y la línea “L2”, las cuales viajan hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas y llegan a un área de recibo como conocida como “Trampa de Diablos Norte”. Ver figura 6.2.; en la figura 6.3 se puede ver el diagrama del manejo de crudo maya con tratamiento químico.



Fig. 6.2. Croquis del área de proceso de la Terminal Marítima de Dos Bocas

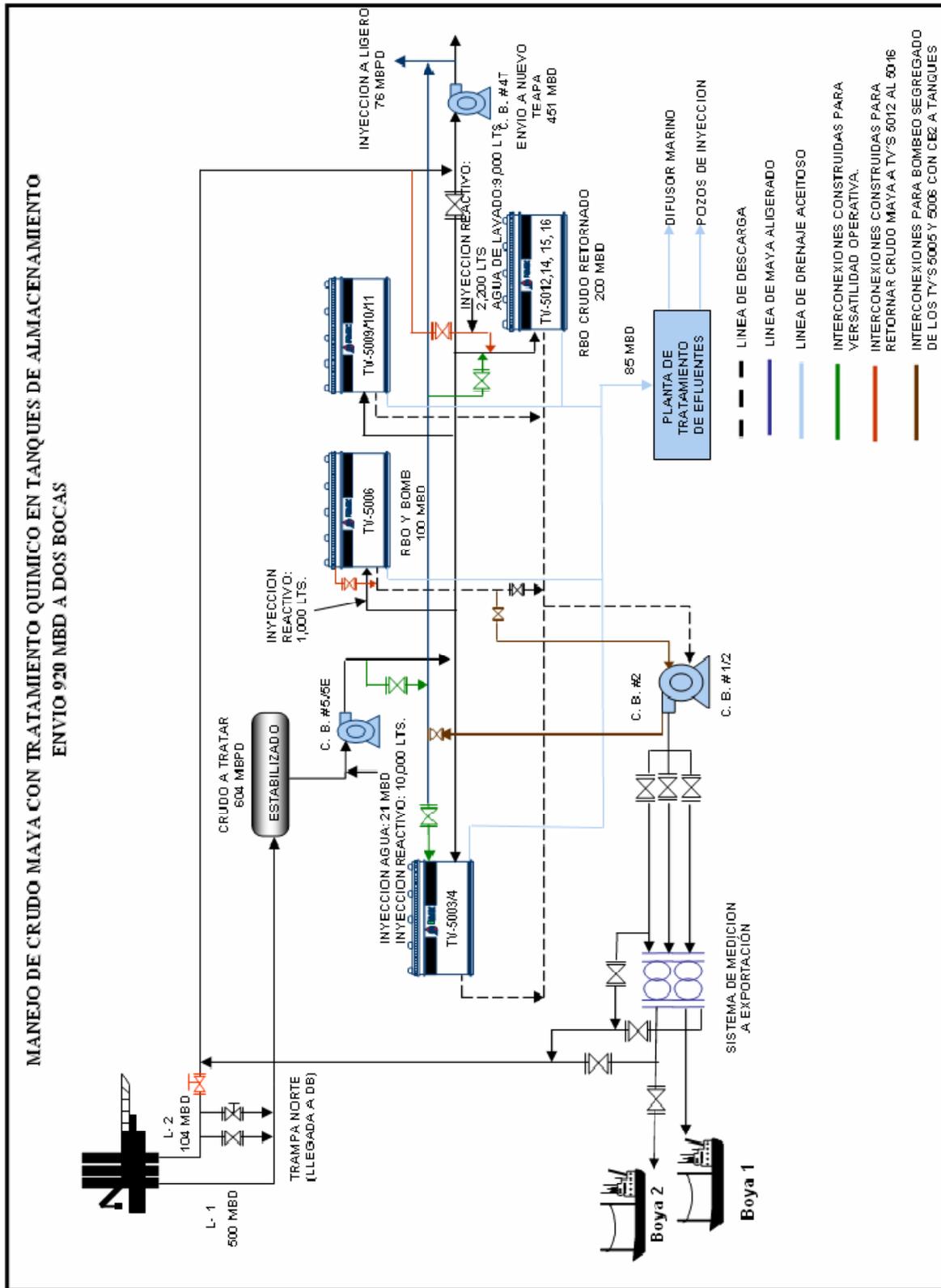


Fig. 6.3. Manejo de crudo maya con tratamiento químico.

En el área de recibo conocida como Trampa de Diablos Norte, a las dos líneas se le inyectan alrededor de unos 5 mil a 6 mil litros del desemulsificante, de ahí el crudo tiene tiempo de contacto con el químico y es transportado en las dos líneas que recorren la terminal hasta llegar a un área conocida como estabilizado, que es una plataforma elevada de separación, cuyo fin es separar el gas y el aceite del crudo, por medio de vasijas separadoras horizontales bifásicas. Una vez que se separa el gas, el crudo es succionado por dos conjuntos de bombas ubicados en un lugar conocido como casa de bombas 5T y 5E, entre los dos lugares se puede succionar y descargar crudo a cualquiera de los tanques de almacenamiento de cúpula flotante de 500 000 barriles de capacidad que se encuentran dentro del área de proceso de la terminal.

En la casa de bombas 2 se succiona el crudo de los tanques de almacenamiento y se le inyecta agua de lavado al crudo, la cual está caliente y tiene una temperatura aproximada de 32 grados centígrados; la inyección se hace para reducir las libras de sal por cada mil barriles, se inyecta caliente para mantener la temperatura de llegada lo cual favorece al proceso de deshidratación. Desde la casa de bombas No.2 se envía el crudo a los tanques de almacenamiento TV-5005 y TV-5006, los cuales se acondicionaron como tanques deshidratadores, ya que se le agregaron derrames altos; lo que asemeja en operación a los tanques deshidratadores de la misma Terminal Marítima Dos Bocas. Estos tanques cuentan con un colchón de agua que aumenta de nivel y a su vez se drena continuamente. La cantidad de agua inyectada es de unos 5 mil a 6 mil barriles de agua por cada 600 000 barriles de crudo que recibe diariamente la terminal. En la fig. 6.4 se observa un tanque de almacenamiento acondicionado como tanque deshidratador.



Fig. 6.4 Tanque de almacenamiento TV-5005.

En el tanque TV-5005 se realiza una inyección final de desemulsificante de alrededor de unos 1000 barriles que sirve para remover el agua de lavado que se agrega en la motobomba 8 de la casa de bombas 1; cabe mencionar que esta agua se agrega para diluir la sal que viene en el crudo y para acelerar la separación del agua libre del crudo que ha sido tratado, también permite una mayor coalescencia de las gotas y con esto un mejor drenado.

Los tanques TV-5005 y TV-5006 pueden operar como primera etapa o como segunda etapa. Esto es que si un tanque de almacenamiento recibe crudo y en él se elimina el agua libre producto del rompimiento de la emulsión, hay ocasiones que se requiere de una segunda etapa o ciclo debido a que el crudo pueda tener una cantidad considerable de sal o de agua. Por lo cual, se usan como primera o segunda etapa, dependiendo de la cantidad de agua y sal en el crudo.

### **6.3.- Descripción de equipos y factores importantes del proceso de deshidratación de crudo pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas**

#### **6.3.1.-Tanques de almacenamiento**

Los tanques tv 5003/4/9/10/11/12/14/15 y 16, son tanques de cúpula flotante con drenaje aceitoso (6 válvulas) y pluvial (6 válvulas), de una capacidad de 500000 barriles de almacenamiento, cuentan con un dique para contener el crudo en caso de derrame. Estos tanques tienen medidores y sensores para determinar la altura del crudo dentro del mismo, así también se miden constantemente con una plomada por personal de PEMEX conocidos como medidores, los cuales suben hasta la parte superior del mismo y bajan la cinta métrica con plomada, para que se pueda determinar la cantidad de agua que hay en el tanque así como la altura superior del colchón de aceite, fig. 6.5.



Fig. 6.5 Medidor de nivel con plomada.

En los tanques de almacenamiento se recibe el crudo, se le da crudo un tiempo de reposo de 24 a 72 horas para separar el agua libre; que es producto del rompimiento de la emulsión del crudo por segregación gravitacional, el agua libre separada se drena del tanque por 6 válvulas de 4 " que caen en un drenaje aceitoso, fig. 6.6.



Fig.6.6. Drenaje Aceitoso (válvula y colector del mismo).

### 6.3.2.- Drenado de los tanques de almacenamiento

A los tanques de almacenamiento llegan cuadrillas de drenadores que por turnos de 8 horas abren o estrangulan las válvulas de los drenajes aceitosos del tanque, para que el agua pueda ser drenada "eliminada" y enviada para su tratamiento en efluentes. Todos los tanques aparte de su línea de succión y de descarga que es la manera en que se llenan o vacían, tienen una línea donde cae el agua drenada así como el agua que existe en la cúpula del tanque cuando llueve, esta agua se envía a una planta de tratamiento conocida como efluentes.

Cabe mencionar que a las 24 horas el tanque es perfilado para conocer la cantidad de agua y sal en el mismo, y así consecutivamente cada 12 horas, para lograr un monitoreo del comportamiento del desemulsificante y para dejar el crudo en calidad de exportación y envío al SNR (Sistema Nacional de Refinación). Al mencionar un perfil de un tanque se refiere a que se toman muestras de crudo de 5 válvulas ubicadas a 5 distintas alturas en el tanque, estas muestras son llevadas al laboratorio donde se analiza la cantidad de agua y sal.

Si el crudo está en calidad se notifica para poder enviarlo a una embarcación o a la refinería de Nuevo Teapa. En caso de no estar el crudo en calidad, se le puede dar más tiempo de reposo, inyectar más desemulsificante o bien hacerlo pasar por las vasijas electrostáticas (2 vasijas), esto en caso que sea necesario, ya que no están del todo acondicionadas para operar con grandes volúmenes de crudo.

### 6.3.3.- Vasijas electrostáticas

En la Terminal Marítima de Dos bocas se cuentan con dos vasijas electrostáticas que se usan para apoyar en la deshidratación del crudo tanto ligero como pesado, estas vasijas tienen entre ambas una capacidad de tratamiento de 50, 000 barriles por día, con crudo que no tenga un porcentaje de agua mayor al 10 %. Por lo cual muchas veces quedan fuera de operación y se usan de manera estratégica de acuerdo al manejo que se le quiera dar al crudo tratado en ellas. En la fig. 6.7 se observa una vasija electrostática similar a las que se usan en la Terminal.



Fig. 6.7 Vasija electrostática.

### 6.3.4.- Temperatura

La temperatura es un factor muy importante para la deshidratación del crudo ya que la temperatura ideal permite que el producto desemulsificante que se inyecta al crudo actúe de manera más efectiva y apropiada. Si se mantiene una temperatura mayor como la que tiene el crudo al salir del yacimiento, se tiene un mayor rompimiento de la emulsión y se manifiesta de igual forma en una mayor coalescencia en los tanques de almacenamiento.

El crudo que viaja en las dos líneas y que llegan a la Terminal Marítima de Dos Bocas, llega con una temperatura promedio de 40-42 grados centígrados, constantemente se monitorea la temperatura con el uso de una pistola de láser infrarrojo que puede leer la temperatura en los ductos, así como en los tanques.

### 6.3.5.- Patines de inyección de químico desemulsificante

El producto químico desemulsificante es inyectado de manera directa y continua a las líneas por medio de bombas que dosifican el producto a medida que este se requiera. A tales bombas se les incrementa o decrementa el gasto de inyección en función del volumen de crudo a deshidratar, este volumen previamente ha sido determinado gracias a pruebas de laboratorio (pruebas de botella).

Los patines de inyección son aquéllos sobre los cuales se instalan las bombas que dosificarán el producto químico, ver fig. 6.8.



Fig. 6.8 Patín dosificador con bomba.

### **6.3.6.- Tiempo de contacto entre el producto desemulsificante y el crudo pesado**

Existe un efecto importante a considerar para el tratamiento del crudo y es el tiempo de contacto que tiene el químico desemulsificante con el crudo; se consideran varios tiempos; uno es el primer tiempo de contacto que tiene el crudo con los productos químicos desemulsificantes al viajar desde las plataformas de producción a rebombeo (plataforma de rebombeo), hay una siguiente inyección en rebombeo y por lo cual existe otro tiempo de contacto hasta la llegada de las líneas de transporte hasta la trampa de diablos norte (área de recibo ubicada en el área de proceso de la Terminal Marítima Dos Bocas); en la trampa de diablos norte existe otro patín de inyección, a partir de la inyección de químicos en este patín se da otro tiempo de contacto hasta que el crudo pasa por estabilizado, es succionado y bombeado hasta los tanques de almacenamiento; y si es requerido se inyecta más químico en los tanques de almacenamiento TV-5005.

Cabe mencionar que el TV-5005 es un tanque de deshidratación fue adecuado para tener derrames en la parte más alta donde puede llegar el nivel de aceite antes de la cúpula. En el tanque TV-5006 que también fue acondicionado hay inyección directa de agua de lavado, por lo cual hay presencia de cantidades grandes de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), que es altamente tóxico y mortal.

### **6.3.7.- Agitación**

Aparte del tiempo de contacto y dependiendo el tipo de flujo se puede tener una mayor acción del química debido a agitación o mezcla del producto y del crudo dentro del ducto o tanques. En rebombeo se logra una mezcla adecuada de producto-crudo gracias aquí en esta plataforma se juntan las líneas y esto provoca una agitación adecuada.

### **6.3.8.- Determinación del químico desemulsificante**

La determinación del químico desemulsificante, así como de las dosis a inyectar, se lleva a cabo tomando muestras de los futuros puntos de inyección a estas muestras se le realizan pruebas de botella: con las cuales se determina el comportamiento del desemulsificante en el crudo y con esto se logra una simulación del proceso de desemulsificación.

Es importante agregar que las pruebas de botella se realizan constantemente en los puntos de muestreo de la terminal marítima de dos bocas, ya que la dosificación de químico desemulsificante a inyectar depende de los cambios o que ocurren con los yacimientos, ya que al incorporar un nuevo pozo por ejemplo, este cambia las condiciones del crudo y de ser así y no monitorear los puntos de muestreo y realizar las pruebas de botella, el desemulsificante o la cantidad podrían no ser los indicados, con lo cual no se

lograría la deshidratación adecuada del crudo. Es por esto que se simula constantemente el proceso.

Principalmente el crudo pesado que se produce es proveniente de los activos de la región marina noreste, del Activo de explotación Cantarell. Con base a la información proporcionada por el Activo Cantarell se realizan escenarios de posible infraestructura que se pudiera tener en la Terminal Marítima Dos Bocas para tratar de acondicionar el crudo maya.

Para realizar dichos escenarios se realizan pruebas con productos químicos, los cuales son:

- Industriales,
- Con un deshidratador portátil,
- De botella.

Con las pruebas se está tratando de cubrir un rango de cada una de las siguientes variables que afectan en la deshidratación del crudo maya en la Terminal Marítima Dos Bocas: porcentaje de agua, salinidad, temperatura y agua de lavado.

Actualmente se tienen resultados de muestras de la línea 1 que llega a la Terminal Marítima Dos Bocas que contienen un máximo de **97 LMB y 0.7% de agua**, resultando que el tratamiento cumple con los parámetros contractuales de < 50 LMB y < 0.5% de agua.

Los escenarios que actualmente se han realizado son los siguientes:

- a) Decantación en tanques de almacenamiento con tiempo de reposo de 12 hrs.
- b) Decantación en tanques de almacenamiento con tiempo de reposo de 12 hrs. como primera etapa y vasijas electrostáticas en segunda etapa.
- c) Decantación en tanques de almacenamiento con tiempo de reposo de 12 hrs con incremento de temperatura a 55°C.
- d) Deshidratación electrostática y calentamiento a 85°C
- e) Se han realizado numerosas pruebas de botella, que se pueden englobar en dos etapas:

De esta forma se ha logrado determinar los volúmenes a inyectar en las plataformas, la temperatura ideal del agua de lavado, así como el tiempo de reposo mínimo en los tanques de almacenamiento.

**6.3.9.- Puntos de muestreo de la Terminal Marítima Dos Bocas**

Aparte de muestrear y perfilar los tanques existen otros puntos de muestreo de los cuales se analizan la sal y el agua durante todo el proceso que lleva el crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas. Tales puntos son:

- Línea 1
- Línea 2
- Casa de bombas 5 T
- Salida del 5005
- Salida del 5006
- Motobomba 7 de la casa de bombas 2
- Motobomba 8 de la casa de bombas 2
- Se muestrea el envío a los tanques del 5012 al 5016
- Casa de bombas 4 T

**6.3.10.- Tanques de almacenamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas**

En la terminal se cuentan con 16 tanques de almacenamiento de los cuales dos se usan para almacenar crudo ligero y los demás se usan para almacenar crudo pesado, son tanques venteados a la atmósfera que cuentan con cúpulas gigantes que suben y bajan conforme el nivel del aceite aumenta o decrece. En la parte inferior de los tanques existen los drenajes aceitosos que sirven para recolectar el agua que es separada por la segregación gravitacional, el tiempo de reposo y por la acción de los químicos desemulsificantes; también hay drenajes pluviales que decantan agua acumulada en la cúpula y la envían junto con el agua del drenaje aceitoso al área de tratamiento conocida como Efluentes. Los tanques tienen capacidad de 500 000 barriles, en caso de un derrame cuentan con un dique que es una barda de contención que tiene cierta altura y la capacidad para recibir el crudo sin que hayan pérdidas considerables; esto quiere decir que se puede arreglar la falla y recuperar en el mismo tanque. Las cuadrillas encargadas de muestrear el crudo tienen que ir a las válvulas de muestreo, que por lo regular son 5 válvulas que están a distintas alturas, esto es para poder medir el nivel de agua, para analizar la cantidad de agua en el crudo y saber que cuando el tanque puede ser enviado a refinación o monoboyas (exportación). Constantemente se monitorea la temperatura de los tanques con pistolas de láser infrarrojo, esto es para tener en control las condiciones a las que está actuando el químico desemulsificante, ya que la temperatura es un factor importante para que se dé una buena práctica de la deshidratación tanto en tanques como en ductos. En las casas de bombas 5T y 5E al crudo se le hace una inyección de agua de lavado con

temperaturas entre 45 y 60° centígrados para que se den las condiciones favorables para la acción de crudo y para que el calor pueda actuar en el proceso de la deshidratación del crudo pesado.

Los tanques cuentan con:

- Drenajes aceitosos (6 válvulas de 4" de diámetro)
- Drenajes pluviales (6 válvulas de 6 " de diámetro)
- Línea de salida del crudo (36 " de diámetro)
- Línea de llegada del crudo (36" de diámetro)
- Punto de fondeo
- Cúpula flotante
- Dique
- Válvulas de muestreo, como es el caso del TV 5005 y TV 5006 cuenta con derrames de aceite.

#### **6.4.- Filosofía de operación actual en la Terminal Marítima Dos Bocas**

La filosofía de operación actual es la siguiente:

1.- El volumen de un máximo 920 mbd de crudo pesado procedente de I-1 y I-2 se deriva a la plataforma elevada de estabilizado para su acondicionamiento y estabilización.

2.- El crudo estabilizado es bombeado con las motobombas de cb5t y 5e, en donde se realiza la inyección de 21.000 barriles de agua para lavado, hacia tanques de almacenamiento.

3.- En los tanques de almacenamiento al llenar a su nivel máximo, el crudo hidratado es reposado (48 hrs aproximadamente), drenado y muestreado

4.- El crudo almacenado en tanque reposado y drenado es enviado a Pemex Refinación, tanques de almacenamiento para tratamiento en segunda etapa y exportación vía paquetes de medición empleando las casas de bombas no. 1, 2 y 4t, mancomunado con el crudo tratado en segunda etapa y el crudo desalado en el TV-5006.

5.- El crudo retornado y almacenado en segunda etapa es tratado con 2,500 lt de reactivo químico, agua de inyección, reposado y drenado para su posterior bombeo mancomunado con tanques de primera etapa hacia refinación y exportación

6.- En el TV-5006 se cuenta con un colchón de aproximadamente 3 m de aguas y se reciben por la parte inferior 100 mbps de crudo procedente de casa de bombas 5t y 5e, con una inyección de 1,000 lt de reactivo químico, descargando por un derrame de 24" localizado a 11.40 m el crudo desalado, uniéndose a la corriente del crudo reposado de los tanques de almacenamiento, para su distribución a refinación y exportación

5.- El agua drenada de los tanques de almacenamiento es enviada a la planta de tratamiento de efluentes, desde la cual se realiza su disposición final al mar y pozos de captación.

### **6.5.- Filosofía de operación de los tanques TV-5005 y TV-5006 como tanques lavadores, descargando a tanques de almacenamiento para reposo**

Es la siguiente:

1.- El volumen de un máximo de 920 mbd de crudo pesado procedente de la líneas: línea (I-1) y línea (I-2) se deriva a la plataforma elevada de estabilizado para su estabilización.

2.- El crudo estabilizado es bombeado con las motobombas de casa de bombas 5t y 5e, hacia los tanques lavadores TV-5005 y TV-5006, en donde se recuperará el agua libre y al derrame de estos tanques se realizará la inyección de 21,000 barriles de agua para lavado y el volumen de químico correspondiente para completar el volumen contractual considerando lo inyectado en los complejos marinos Akal "C", Akal "J", Nohoch y rebombeo.

3.- El aceite derramado se enviara a los tanques de almacenamiento vía casa d bombas 2, donde permanecerá durante 48 horas para su reposo y drenado.

4.- El crudo acondicionado en tanques será enviado a Pemex refinación y exportación vía paquetes de medición empleando las casas de bombas no. 1, 2 y 4t.

5.- Dependiendo de la calidad obtenida en el punto anterior se decidirá si se continúa el proceso de crudo retornado y almacenado en segunda etapa tratado con 2,500 lt de reactivo químico, agua de inyección, para su posterior bombeo mancomunado con tanques de segunda etapa.

6.- El agua drenada de los tanques de almacenamiento es enviada a la planta de tratamiento de efluentes, desde la cual se realiza su disposición final al mar y pozos de captación.

**6.6.- Filosofía de operación en caso de recibir arriba de 920 Mbpd en la Terminal Marítima Dos Bocas**

1.- De rebasar el volumen de 920 Mbpd implicará que la Terminal Marítima Dos Bocas envíe el crudo a la estación Palomas a condiciones de calidad de llegada a la Terminal Marítima Dos Bocas; es decir, se enviará sin tratamiento, vía casa de bombas 4t.

Esta condicionante se debe a que el volumen máximo que se puede tratar en estabilizado es de 920 mbpd por tanto el excedente se tendrá que pasar directo hacia la casa de bombas 4t y esta condición a su vez obliga a utilizar el cabezal empleado para bombear el crudo tratado de tanques a succión de cb4t por lo que parte de este retorna a la plataforma de estabilizado saturando y descontrolando el proceso de estabilización de crudo.

Para concluir se muestra la figura 6.9, en la cual se aprecia un diagrama de la red de producción en plataformas, el envío a la Terminal Marítima Dos Bocas y el proceso del crudo tratado con químicos desemulsificantes.



### 6.7.- Disposición de Efluentes

Los efluentes son una mezcla de agua de formación y agua salobre de dilución que proviene del área de proceso de la terminal, principalmente de los tanques de deshidratación, de tanques de almacenamiento, así como de las vasijas electrostáticas.

Para tratar las aguas residuales que se generan durante las diversas actividades en la terminal, se creó la planta de tratamiento de efluentes, misma que recibe los aportes a través de una red de drenaje aceitoso, en la cual, se tiene un control estricto sobre el funcionamiento de la misma, lo que permite descargar las aguas tratadas, con la calidad requerida por la normatividad vigente, hacia 3 medios: el difusor marino, hacia dos pozos de inyección y hacia la dársena.



Fig.6.10. Fotografía aérea del área de tratamiento de efluentes de la Terminal Marítima Dos Bocas

Su proceso consta de:

2 Cárcamos reguladores

3 Bombas de Arquímedes.

1 Canal distribuidor

2 Separadores API

Fosa de igualación

## Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones

### 7.1- Conclusiones

Se cumplió el objetivo de esta tesis, ya que en el contenido de la misma se dio a conocer los mecanismos, métodos y equipos para deshidratar crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas. Fue de gran importancia hablar del tema de la deshidratación, ya que es de carácter primordial el no sólo enfocarse a explotar el crudo de los yacimientos, si no que entendamos y logremos que ese crudo sea tratado y quede en calidad para poder ser comercializado y enviado al Sistema Nacional de Refinación. En esta tesis se describieron los procesos que se llevan a cabo en la Terminal Marítima Dos Bocas, dentro de ellos se vieron aquéllos involucrados en la deshidratación de crudo pesado; se explicó la importancia de deshidratar el crudo y de monitorear las condiciones en que queda el crudo una vez tratado; ya que el constante monitoreo de los parámetros de calidad del crudo sirven para adecuar y mejorar las dosificaciones de químicos desemulsificantes, así como para determinar acciones en caso que el proceso no sea el adecuado.

El carácter de esta tesis fue de tipo descriptivo y a su vez práctico, ya que para realizarla se recopiló información de campo y se analizó el proceso de deshidratación de crudo pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas, estando en las instalaciones del área de proceso como prestador de servicio social a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos.

### 7.2.- Recomendaciones

Es necesario enfatizar que si el crudo no fuera deshidratado y no se cumpliera con los parámetros de calidad requeridos, no habría compra-venta del mismo y las instalaciones de equipo dinámico, equipo para tratamiento de crudo, almacenamiento y transporte del mismo se verían perjudicadas por los efectos dañinos que ocasiona el agua y la sal en el crudo. Por lo cual es importante diseñar y aplicar los métodos y mecanismos apropiados, para esto es necesario realizar una simulación del proceso al que se quieran aplicar los métodos, realizar pruebas al crudo en el laboratorio para determinar los parámetros que se van a controlar y una vez que se haya decidido por el método apropiado, se deben monitorear constantemente los parámetros, para que en medida que hayan cambios en el proceso o en los parámetros se adecue una solución efectiva.

Un factor muy importante en la selección del químico desemulsificante fueron las pruebas de botella y las simulaciones de los procesos, ya que con ambas se logra determinar los valores óptimos para que el crudo quede en calidad.

El constante monitoreo de las condiciones del crudo en las líneas y etapas del proceso para la deshidratación del mismo es primordial, ya que las condiciones del crudo varían con el tiempo debido a los cambios en la

producción, al tipo de crudo incorporado por campo o por pozo, a los cambios realizados por derivaciones de crudo, al tipo de desplazamiento que tengan los yacimientos, entre otros más. Por esto hay que monitorear constantemente las condiciones de operación y los parámetros de calidad, para poder realizar los ajustes necesarios en la dosificación del químico desemulsificante, o bien para ajustar las condiciones operativas de la Terminal Marítima Dos Bocas.

Durante el tiempo que estuve laborando en la Terminal Marítima Dos Bocas, me di cuenta que es necesario combinar conocimientos teóricos con la práctica, dado que en muchas operaciones realizadas en el área de proceso para deshidratar el crudo eran realizadas por costumbre o al tanteo, tal como lo es el drenado de los tanques, ya que se realiza de manera manual por cuadrillas de drenadores, los cuáles operaban las válvulas de los tanques hasta ver la salida de crudo en los drenajes aceitosos; para este efecto se puede analizar y automatizar mediante la aplicación de sensores de temperatura, ya que el crudo y el agua tienen distintas temperaturas al ser separados y acomodados en la geometría del tanque; también se puede estimar el tiempo que le toma a una partícula de agua el descender al fondo del tanque por medio de la ecuación de Stokes, que al combinarlo con los sensores de temperatura se podrá automatizar el drenado de los tanques al instalar válvulas que operen por señal de los sensores y controladas por el cálculo del tiempo de asentamiento del agua libre en los tanques de almacenamiento.

Es necesario señalar que hubieron ocasiones en que por no cumplir con la calidad estipulada en los contratos de compra-venta, los buque tanques esperaban en sitio hasta que se lograra la calidad y para esto se tuvo que dar mayor tiempo de asentamiento en tanques o bien recircular a una segunda etapa de deshidratación para inyectar agua de lavado y dosificaciones de desemulsificante, hasta lograr que los parámetros estuvieran en orden.

**Bibliografía**

Gómez Cabrera José Angel: Conducción y Manejo de la Producción.  
Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

Víctor Manuel Cortes Mejía: Control de la producción de agua en pozos petroleros.  
Facultad de Ingeniería, UNAM. 2008.

Luis Martínez Melo: Petróleo crudo en México y su comercialización.  
Facultad de Ingeniería, UNAM. 2000.

Juan Carlos Peña Chaparro, Luis Peña Chaparro: Optimización de las instalaciones para estabilización del crudo ligero en una central de proceso y distribución.  
Facultad de Ingeniería, UNAM. 1998.

Jose Gabriel Villegas Gonzales: Deshidratación costa afuera de aceite crudo ligero.  
Facultad de Ingeniería, UNAM. 2000.

Marfisi Shirley, Salager Jean Louis: Deshidratación de Crudo, Principios y Tecnología.  
Facultad de Ingeniería, Universidad de Los Andes, 2004.

Roy N. Lucas: Dehydration of Heavy Oils by Electrical Means.  
Member AIME, Petrolite Corp., Petreco Div., Houston, Tex. SPE 1506. 1966.

R.W. Bowman, W. D. Burton and J. A. Prior: Statistically Designed Oil Dehydration Tests.  
Shell Oil Co. SPE 6529. 1977.

F. H. Holloway: The chemical treatment of offshore oil and gas production.  
Petrolite Ltd. SPE 6678. 1977.

M. L. Chawla: Field Desalting of Wet Crude in Kuwait.  
Kuwait Oil Co. SPE 15711. 1987.

D. H. Parker, C. A. T. Kuijvenhoven, R. D. Waterland and M. Smies: Oil Production and Water Management in Oman.  
Petroleum Development Oman LLC. SPE 23322. 1991.

H. P. de Wit: New design Washtank for Dehydration and Desalting of Large Volumes of Crude Oil.  
Consultant, The Hague, The Netherlands. SPE 4848. 1974.

Zara I. Khatib: Handling, Treatment, and Disposal of Produced Water in the Offshore Oil Industry.  
Shell Oil Products Co. SPE 48992. 1998.

Sunil Kokal: Crude Oil Emulsions: A State-of-the-Art Review.  
SPE, Saudi Aramco. SPE 77497, 2002.

C. Noik, J. Trapy, A. Mouret: Design of a Crude Oil Dehydration Unit.  
IFP Institut Francais du Petrole, G. Laborie, PROSERMAT. SPE 77492. 2002.

Manual de Medición de la Terminal Marítima Dos Bocas.

Christine Noik, SPE, Jiaqing Chen, and Christine Dalmazzone: Electrostatic  
Demulsification on Crude Oil: A State-of-the-Art Review.  
SPE, Institut Francais du Petrole. SPE 103808. 2006.

V.V. Popp: Dehydration and Desalting of Heavy and Viscous Crude Oil  
Produced by In-Situ Combustion.  
SPE, and V. D. Dinulesco, SPE, Petrom RA-ICPT Campina. SPE 28539. 1997.