

20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO MEDIANTE  
DESHIDRATADORES ELECTROSTATICOS

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
**JOSE LUIS RUBIO GOMEZ**



MEXICO, D.F.,

278317

2000



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**SR. JOSE LUIS RUBIO GOMEZ**  
Presente

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-1127

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

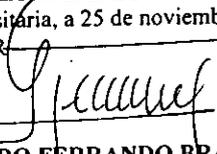
**TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO MEDIANTE DESHIDRATADORES  
ELECTROSTATICOS**

- INTRODUCCION**
- I ASPECTOS GENERALES**
- II TEORIA DE LAS EMULSIONES**
- III EQUIPOS PARA LA DESHIDRATACION Y DESALADO DEL ACEITE CRUDO**
- IV TRATADORES ELECTROSTATICOS**
- V DESCRIPCION Y OPERACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACION Y DESALADO ELECTROSTATICO DE ELECTRODOS HORIZONTALES**
- VI SELECCIÓN DE LOS DESHIDRATADORES ELECTROSTATICOS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 25 de noviembre de 1999  
EL DIRECTOR

  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFR\*RLLR\*gtg  
R

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TRATAMIENTO DEL ACEITE CRUDO MEDIANTE DESHIDRATADORES  
ELECTROSTÁTICOS

POR:

José Luis Rubio Gómez

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. Néstor Martínez Romero

**JURADO:**

Presidente:	Ing. Héctor Díaz Zertuche
Vocal:	Ing. Néstor Martínez Romero
Secretario:	Ing. Carlos Javier Lira Sil
1er. Spte.:	Ing. Eva Sánchez Olea
2do. Spte.:	Ing. Maximino Meza Meza

The image shows handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. From top to bottom: a signature for Héctor Díaz Zertuche, a signature for Néstor Martínez Romero, a signature for Carlos Javier Lira Sil, a signature for Eva Sánchez Olea, and a signature for Maximino Meza Meza.

Ciudad Universitaria, México, D.F., febrero de 2000

A ti Malena,  
Por ayudarme a alcanzar  
esta meta de mi vida.

A la memoria de mi padre.

Porque tu fe, fue la mía,  
A ti madre, gracias.

## Agradecimientos

**Esta tesis fue asesorada y revisada en el Instituto Mexicano del Petróleo,  
mi agradecimiento a todas las personas que la hicieron posible,  
y de manera especial al Ing. Juan de la Cruz Clavel López,  
de la Gerencia de Ingeniería de Producción.**

## CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	1
1. ASPECTOS GENERALES	2
2. TEORÍA DE LAS EMULSIONES	5
2.1 Formación y origen de las emulsiones.	5
2.2 Factores que afectan la estabilidad de una emulsión.	10
2.3 Ley de Stokes como fundamento de la deshidratación del aceite crudo.	11
2.4 Tratamiento de las emulsiones.	16
2.5 Remoción de agua libre.	20
2.6 Adición de reactivos químicos.	21
2.7 Adición de calor.	25
2.8 Asentamiento.	28
3. EQUIPOS PARA LA DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL ACEITE CRUDO	29
3.1 Descripción general del manejo y tratamiento del aceite crudo.	29
3.2 Eliminador de agua libre.	32
3.3 Bombas dosificadoras de reactivo.	33
3.4 Equipo de calentamiento.	37
3.5 Tanques deshidratadores atmosféricos.	45
3.6 Equipos tratadores convencionales.	49
- Tratadores verticales.	51
- Tratadores horizontales.	53
4. TRATADORES ELECTROSTÁTICOS	55
4.1 Efecto del campo eléctrico.	55
4.2 Descripción del equipo y proceso de deshidratación electrostática.	60
4.3 Proceso de desalado electrostático.	65
4.4 Tratadores electrostáticos de electrodos verticales.	68
4.5 Aplicación propuesta del proceso.	75
5. DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO ELECTROSTÁTICO DE ELECTRODOS HORIZONTALES	92
5.1 Descripción de componentes.	92
5.2 Inspección pre-arranque de la vasija electrostática.	103
5.3 Procedimiento de arranque de la vasija electrostática.	106
5.4 Operación del equipo de deshidratación y desalado.	109
5.5 Procedimiento de paro.	115
5.6 Mantenimiento del equipo de deshidratación y desalado.	117
5.7 Investigación y reparación de fallas.	125
5.8 Parámetros de diseño de los deshidratadores electrostáticos.	127

<b>6. SELECCIÓN DE LOS DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS</b>	<b>147</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>159</b>
<b>APÉNDICE A</b>	
<b>APÉNDICE B</b>	
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	

## **INTRODUCCIÓN**

En la industria petrolera es de vital importancia llevar a cabo el tratamiento de las emulsiones agua-aceite en los mismos campos de explotación. Tal necesidad ha dado lugar a la búsqueda de nuevas alternativas de deshidratación que tomen en cuenta la dificultad que implica romper estas emulsiones, debido en parte, a las avanzadas técnicas de explotación y reparación de pozos - que conlleva a la inyección de productos químicos -, además de la limitada infraestructura para el tratamiento de aceite crudo, así como las estrictas especificaciones del crudo en sus puntos de entrega.

En nuestro país, a pesar de que se cuenta con la mayoría de los sistemas de tratamiento de crudo existentes en el mercado, el personal operativo enfrenta día con día dificultades para cumplir con el control de calidad del mismo, debido al desconocimiento de las condiciones óptimas de operación de dichos sistemas.

En virtud de lo anteriormente expuesto se desarrolló el presente trabajo, en el que se muestra entre otros, información relacionada con la selección, diseño, operación y mantenimiento del sistema de deshidratación electrostática del crudo, lo cual puede ser de gran utilidad para el ingeniero de producción.

Se da inicio con una visión general de la formación y origen de las emulsiones, posteriormente se explican los procesos y efectos por los cuales éstas se pueden deshacer. Se describen los equipos existentes para su tratamiento, dando mayor énfasis al efecto y proceso de deshidratación basado en el empleo de vasijas electrostáticas, como una opción para el tratamiento de las emulsiones agua-aceite, con la innovante alternativa de deshidratadores electrostáticos de electrodos verticales. También se detalla el equipo como un sistema de tratamiento en dos etapas - deshidratación y desalado -, incluyendo su operación, mantenimiento y consideraciones para su diseño. Además se describen los problemas y fallas más comunes de estos equipos, así como las acciones correctivas necesarias. Finalmente se exponen los criterios de selección del equipo electrostático para la deshidratación y desalado del aceite crudo, indicando las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

## 1. ASPECTOS GENERALES

Durante el inicio de la etapa productiva de un pozo, el petróleo crudo es obtenido por un mecanismo natural, es decir, un yacimiento de hidrocarburos que no ha sido explotado se encontrará represionado en la formación productora, que al entrar en contacto con el medio externo a través de la perforación de un pozo, obliga al crudo a fluir a la superficie por diferencia de presiones. Con el tiempo, en el pozo se abate la presión, conociéndosele a este fenómeno como "declinación del pozo", por lo que en este momento es necesario implantar un sistema artificial de producción, con el objeto de ayudar al pozo a continuar su vida productiva.

Regularmente, en un yacimiento de aceite, en producción avanzada, los fluidos producidos en la cabeza del pozo están conformados por una mezcla de gas natural, aceite crudo, agua salada en proporciones variables y por emulsión agua-aceite. En muchos de los casos el agua se presenta desde el inicio de la explotación del pozo, situación que se agudiza con la declinación de éste.

Otras causas de la presencia de agua en la mezcla de hidrocarburos son canalizaciones provocadas por las cementaciones defectuosas, las fugas en las tuberías de revestimiento, o bien, los disparos inadecuados para comunicar la formación con el pozo.

El aceite crudo producido para manejo en procesos de refinación, o para exportación, debe estar prácticamente libre de agua y sales disueltas. Existen especificaciones al respecto que deben cumplirse para cualquiera de los dos casos, lo que hace necesario deshidratar el aceite en forma eficiente.

Siendo el agua y el aceite fluidos no miscibles, cuando se ponen en contacto bajo condiciones de turbulencia, se forman emulsiones de ambos fluidos, que pueden permanecer como tales por largos períodos de tiempo, aun por varios años. En la actualidad se estima que dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtienen en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada.

De los fluidos provenientes del yacimiento, el agua salada fluye con el aceite en forma de baches o como pequeñas gotas dispersas de manera estable en la masa de

aceite. En el primer caso se trata de una mezcla simple de agua y aceite, en el segundo de una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de agua en crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de estimulación de pozos y recuperación de yacimientos, incrementa la estabilidad de las emulsiones. Sin embargo, los métodos para su tratamiento también han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de elevados voltajes eléctricos, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos.

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos antes mencionados, con el fin de separar el agua dispersa en el aceite crudo antes de su refinación o venta.

Aunque el conocimiento acerca de la naturaleza de las emulsiones agua-aceite ha sido de gran importancia en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de productos y procesos en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo, siguen siendo factores decisivos.

Las principales impurezas o materiales contaminantes del aceite crudo, son el agua y las sales solubles e insolubles asociadas con ella. El sodio, magnesio y calcio son los cationes más comunes de estas sales. Los cloruros, sulfatos y carbonatos son los aniones típicos asociados con los cationes. Los materiales de formación como son las arenas, areniscas, limos, calizas, dolomitas, etc., influyen en la composición y concentración de estas sales en las salmueras producidas. Además de las impurezas mencionadas, es común encontrar sustancias órgano - metálicas y compuestos orgánicos de sulfuros, nitrógeno y oxígeno. \* (16)(17)

Estos materiales en combinación con el agua y efectos de turbulencia, además de contaminar el aceite crudo, provocan problemas de corrosión, erosión, incrustaciones, etc., dan lugar a la formación de emulsiones agua-aceite de gran estabilidad y gran dificultad para su rompimiento.

En la actualidad la deshidratación de los aceites crudos es una práctica común en la industria petrolera, dicha práctica requiere de un conocimiento amplio de los

---

\* Referencias al final

mecanismos de emulsificación y la influencia de los efectos químicos y físicos sobre el rompimiento de las emulsiones.

Es muy importante lograr una buena deshidratación y desalado del aceite crudo, con objeto de: evitar las pérdidas económicas que se tienen por la presencia de agua y sales en el crudo, reducir los problemas ocasionados por el agua en los procesos de refinación, sobre todo al manejar altas temperaturas, disminuir las pérdidas de presión por fricción en ductos de transporte, al manejar el agua y aceite en forma independiente, eliminar al máximo los efectos de corrosión, erosión, incrustación, etc., en conductos metálicos que manejan aceite crudo con cantidades considerables de agua y materiales sólidos, orgánicos e inorgánicos.<sup>(16)</sup>

## 2. TEORÍA DE LAS EMULSIONES

### 2.1 Formación y origen de las emulsiones <sup>(8)(11)(16)(18)(19)</sup>

Las emulsiones agua - aceite generalmente son dispersiones de pequeñas gotas de agua finamente divididas que se encuentran mezcladas en el aceite crudo, las cuales se vuelven "estables" debido a la acción de algunos materiales naturales o artificiales, presentes en el crudo, conocidos como agentes emulsificantes o emulsionantes.

Básicamente existen tres elementos necesarios para formar una emulsión agua en aceite:

- a) **Agua.** Es la fase interna o dispersa.
- b) **Aceite.** Forma la fase externa o continua.
- c) **Agente emulsificante o emulsionante.** Es el elemento que estabiliza la dispersión de las partículas de agua en el aceite.

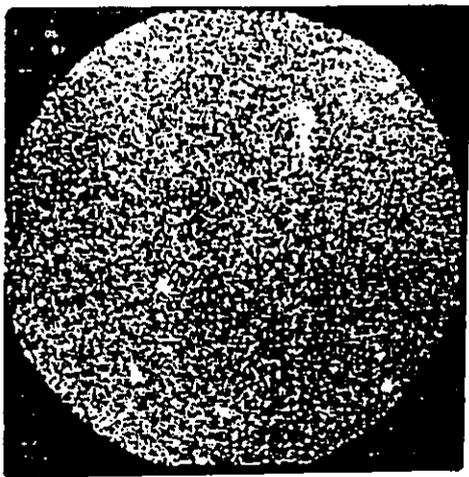
Los agentes emulsionantes son conocidos como agentes activos de superficie, los más comunes presentes en el crudo son: asfaltenos, resinas, cresoles, fenoles, ácidos orgánicos, sales metálicas, material de formación y sólidos finamente divididos (sulfatos de hierro, zinc y aluminio; carbonato de calcio y silice). <sup>(17)</sup>

Una emulsión agua en aceite se conoce como emulsión "directa" y es común su presencia en el aceite crudo que se maneja en instalaciones de producción en superficie y es necesario romperla antes de la entrega del crudo a refinerías o a terminales de exportación. La formación natural de emulsiones "inversas", donde el agua es la fase continua y el aceite la fase dispersa, no es común en la producción de aceite crudo, sin embargo, en el caso del manejo de aceite crudo pesado y extrapesado sí es frecuente crear emulsiones artificiales inversas, con el fin de disminuir los requerimientos de energía para su transporte.

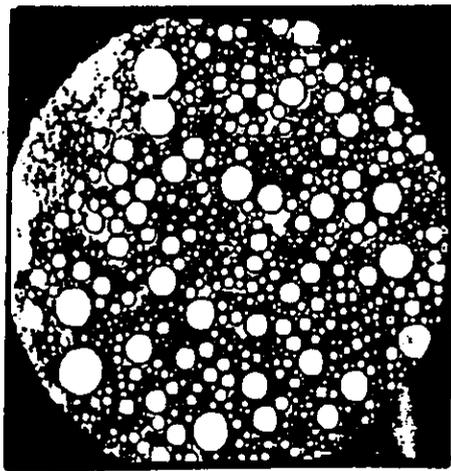
Para formar una emulsión agua en aceite es necesario, además de los tres elementos mencionados, el efecto agitación. En lo sucesivo, al hablar de una emulsión, indistintamente se estará hablando de una emulsión agua en aceite.

Durante la formación de una emulsión cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante, quedando las gotas aisladas entre sí, física y eléctricamente. La película es el resultado de la adsorción de los agentes emulsificantes

de características polares y de alto peso molecular. De la naturaleza de la película, ya sea rígida o elástica, dependerá la estabilidad de la emulsión. Se conoce como emulsión "dura" o estable a aquella formada por partículas de agua extremadamente pequeñas y que no muestran tendencia a separarse del aceite, la cual, si no es tratada rápidamente, se "añejará y endurecerá" con el tiempo, permaneciendo como tal, indefinidamente. Por el contrario, si la emulsión está compuesta de partículas que muestran tendencia a separarse, se le conoce como emulsión "suave" o inestable. En la figura 2.1 se muestra esquemáticamente la apariencia de una gota de emulsión "dura" y una gota de emulsión "suave" al observarse con un microscopio. Una emulsión estable regularmente presenta alta viscosidad interfasial, y baja en la segunda, aunque puede haber grados de transición entre estas dos condiciones. <sup>(5)(8)(19)</sup>



EMULSIÓN DURA. PEQUEÑAS GOTAS DE AGUA PRESENTAN CONSIDERABLE RESISTENCIA AL ASENTAMIENTO. ES GENERALMENTE ESTABLE.



EMULSIÓN SUAVE. GRANDES GOTAS DE AGUA DISPERSAS EN EL ACEITE TIENDEN FÁCILMENTE AL ASENTAMIENTO. ES MENOS ESTABLE QUE UNA EMULSIÓN DURA.

ASPECTO MICROSCÓPICO DE UNA EMULSIÓN AGUA-ACEITE <sup>(19)</sup>

FIGURA 2.1

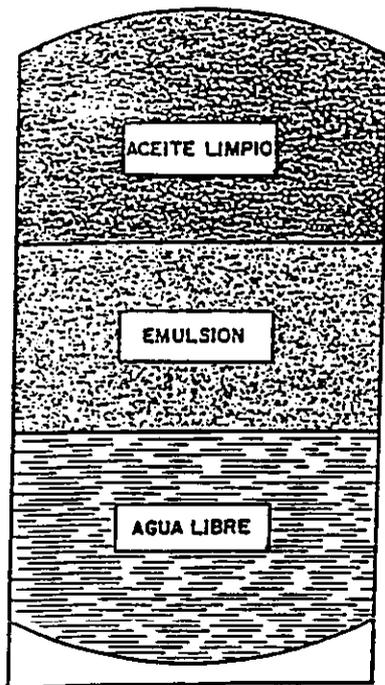
Por lo general, las emulsiones no se presentan en la formación productora, aun cuando comúnmente, en todos los yacimientos de aceite crudo el agua está asociada con el aceite de algún modo, pero su existencia se da en fases independientes, en otras palabras, estos dos elementos se mezclan durante la etapa de producción. Cuando el aceite y el agua fluyen del yacimiento hacia el interior del pozo, a través de las perforaciones de la tubería de revestimiento, se crean diferencias de presión relativamente grandes, las cuales originan una turbulencia en la mezcla de aceite, agua y gas (si el yacimiento es saturado) producidos, formándose así una emulsión. <sup>(6)</sup>

En el ascenso de la emulsión por la tubería de producción, se generan nuevas agitaciones pronunciando la formación de la misma. Esto se intensifica por la liberación de burbujas de gas, debido a la reducción de presión que se tiene a medida que los fluidos ascienden a través de la tubería de producción. Al alcanzar la superficie se presenta una agitación más violenta al pasar los fluidos por el estrangulador. Hay que recordar que en este último se tiene generalmente una velocidad sónica o supersónica.

Lo anterior es más pronunciado en pozos que producen con sistemas artificiales, como son el bombeo neumático, mecánico, electrocentrífugo y tipo jet. De hecho, todo cambio en la dirección de flujo o reducción de diámetro en las líneas conductoras que manejan aceite crudo y agua, provocará la formación de emulsión cuya estabilidad dependerá del tipo de aceite crudo, porcentaje de agua presente, contenido de materiales sólidos orgánicos e inorgánicos, etc. <sup>(8)</sup>

En su apariencia, las emulsiones no parecen ser ni agua ni aceite. Por ejemplo, un aceite de color verde oscuro cuando se emulsifica, a menudo presenta una apariencia café. La viscosidad de una emulsión es mucho mayor que la viscosidad del aceite o la del agua. En otras palabras, una emulsión es más espesa y no fluirá con la misma facilidad con que lo haría el agua o el aceite, en forma independiente. Las emulsiones recién producidas presentan normalmente un aspecto esponjoso, esto es ocasionado por las burbujas de gas que aún permanecen atrapadas en el aceite crudo, debido a la alta viscosidad de la emulsión. Si la emulsión se observa a través de un microscopio, es posible apreciar un gran número de esferas pequeñas de agua dispersas en todo el aceite. El diámetro de esas gotas minúsculas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría tiene un tamaño del orden de diez micras, cada una de ellas se encuentra rodeada por una película resistente <sup>(1)</sup>. Esta película se genera por la diferencia de tensión interfasial del agua y el aceite, esta misma fuerza es la causante de que las pequeñas gotas de agua adquieran una forma esférica.

No toda el agua producida con el aceite se encuentra emulsionada. El agua que no está emulsionada se conoce como "agua libre", la cual se separa más rápidamente del aceite. En efecto, si se descargan los líquidos producidos en un recipiente y se dejan en reposo por un tiempo, se formarán tres diferentes capas, figura 2.2. En el fondo estará el agua libre, en la parte media una emulsión y en la superior aceite limpio. Esta emulsión puede permanecer como tal, indefinidamente. <sup>(8)</sup>

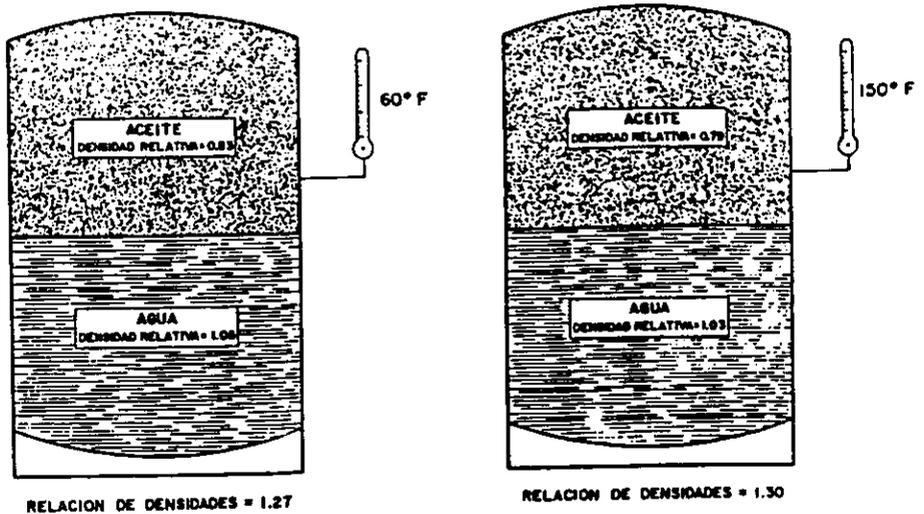


DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS EN EL SEPARADOR  
COLOCADO EN LA CABEZA DEL POZO <sup>(8)</sup>

FIGURA 2.2

## Desestabilización de una emulsión <sup>(8)(18)(19)</sup>

Se entiende por desestabilización o desemulsificación al efecto natural o provocado que da lugar al rompimiento de una emulsión y que por diferencia de densidad se separen el agua y aceite. Este efecto se ilustra en la figura 2.3.



EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA DENSIDAD DEL AGUA Y EL ACEITE <sup>(8)</sup>

FIGURA 2.3

Comúnmente el primer paso en el tratamiento de emulsiones es la adición de agentes químicos desemulsificantes. Su mecanismo de acción consiste en romper y desplazar la película de emulsificante que rodea a la gota de agua, dando lugar a la "floculación", incrementando la tensión superficial y atracción molecular de la fase acuosa, propiciando la "coalescencia" de la misma. Otra propiedad deseable en los agentes desemulsificantes es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión para que sean incorporados al agua separada. Rara vez un solo producto químico puede comportarse como agente coalescente y floculante, generalmente son dos o más aditivos los que integran un desemulsificante.

## **2.2 Factores que afectan la estabilidad de una emulsión**

Cualquier efecto que tienda a debilitar la película que rodea a la gota de agua, tratará de destruir la emulsión. Para debilitar dicha película se utilizan algunos agentes químicos, así como la adición de calor. El término que comúnmente se utiliza cuando se habla de destruir una emulsión, es "romper la emulsión". Se rompe una emulsión debilitando la película, de tal manera que las gotas de agua coalescen formándose gotas mayores, las cuales se sedimentarán en el fondo debido a que el agua es más pesada que el aceite. <sup>(8)</sup>

El grado de estabilidad de una emulsión agua-aceite está relacionada con los siguientes factores: <sup>(1)(11)(18)(19)</sup>

### Razón de película

La razón de película es la relación que existe entre el material surfactante o emulsionante y el volumen de la fase dispersa (agua), a mayor volumen de surfactante crece el espesor de la película que rodea a la gota de agua y se torna más difícil su rompimiento. Mientras que al aumentar el volumen de agua presente en el crudo, se tiene una mayor distribución del emulsificante, lo que da lugar a la formación de emulsiones de baja estabilidad.

Por esta razón, es más fácil romper emulsiones con altos porcentajes de agua (>20%), que emulsión con porcentajes bajos, cercanos a la unidad.

## Viscosidad

La viscosidad del crudo, por su propia naturaleza, facilita la suspensión de grandes partículas de agua en la emulsión, además de entrapar cantidades considerables de agua libre y gas libre (burbujas). Por otra parte, en general los aceites viscosos y de alta densidad son los que contienen mayores fracciones de asfaltenos y resinas polares, los cuales al mezclarse con agua bajo condiciones de alta agitación, dan lugar a la formación de emulsiones muy estables.

## Grado de agitación

El grado de agitación es uno de los factores más importantes en la estabilidad de una emulsión, ya que determina el tamaño de las partículas de agua dispersas en el aceite. Este caso es muy común en sistemas artificiales de producción y en operaciones de bombeo durante el transporte del crudo. A mayor agitación resulta un menor tamaño de las gotas y, por lo tanto, una mayor estabilidad de la emulsión.

## Restricción y cambios en la dirección de flujo

Durante el paso de fluidos a través de tuberías conductoras, es muy frecuente encontrar restricciones y cambios en la dirección de flujo, esta situación genera fuerte agitación y mezclado del agua y el aceite. Lo que da lugar a la formación de emulsiones muy estables.

## pH de la fase acuosa

La concentración del ion hidrógeno (pH) de la fase acuosa también interviene en la estabilidad de una emulsión en forma considerable, siendo éstas inestables en un pH de 10.5. <sup>(8)</sup>

## **2.3 La Ley de Stokes como fundamento de la deshidratación del aceite crudo <sup>(1)</sup>**

Básicamente existen tres elementos que ayudan al rompimiento de una emulsión, éstos son: agentes químicos desemulsificantes, adición de calor y tiempo de reposo necesario para que el agua se asiente por efecto de gravedad, así como la combinación de ellos.

Algunas emulsiones pueden romperse con dos de los tres elementos, ya sea combinando agentes químicos y tiempo de reposo, o bien, haciendo uso de los tres. Cabe hacer notar que este último elemento es indispensable en el proceso de deshidratación pues determina las dimensiones del equipo y consecuentemente, el costo del mismo.

La deshidratación del aceite crudo consiste esencialmente en un proceso de separación por gravedad, ésta proporciona la fuerza natural requerida para mover el agua salada del aceite. Ciertamente, la gravedad es el método más antiguo de deshidratación de aceites crudos, que consiste en colocar el aceite crudo emulsionado en un tanque y esperar el efecto de la gravedad para separar las fases. Este procedimiento actualmente no es suficiente pues depende del tipo de emulsión y por lo regular requiere de una diferencia de densidades (agua-aceite) suficiente para generar la segregación gravitacional, también de un agente químico desemulsificante eficaz, calentamiento y muy frecuentemente del uso de equipo electrostático.

En la actualidad existen diversos diseños de equipos que combinan efectos mecánicos, termoquímicos y eléctricos para ayudar a la separación por gravedad. Entre los que se pueden mencionar los eliminadores de agua libre, tanques deshidratadores, separadores de tres fases, tratadores convencionales horizontales y verticales, coalescedores mecánicos y 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 a tratar, es decir, la capacidad de tratamiento depende del tiempo de reposo. El tiempo necesario para que las gotas de menor tamaño se asienten es uno de los factores de diseño más importante. Este efecto se rige mediante la Ley de Stokes, la cual proporciona una explicación fundamental de cómo las gotas de agua dispersas tienen una velocidad de asentamiento de la masa de aceite. <sup>(1)(10)(11)(18)(32)</sup>

Stokes estableció la velocidad de asentamiento de dos líquidos inmiscibles, como es el caso del agua y el aceite, de la siguiente manera:

$$v = \left[ \frac{k (D_2 - D_1) g d^2}{\mu_0} \right] \dots (1)$$

Donde:

v = velocidad de asentamiento de la partícula de agua  
k = constante de proporcionalidad del sistema involucrado  
 $D_2$  = densidad relativa del agua  
 $D_1$  = densidad relativa del aceite  
g = aceleración de la gravedad  
 $\mu_0$  = viscosidad del aceite  
d = diámetro de la gota de agua

Describiendo cada uno de los factores que intervienen en la ecuación de la Ley de Stokes para ver el efecto que tienen en la velocidad de asentamiento de las partículas de agua, tenemos:

#### a) Diferencia de densidades ( $D_2 - D_1$ )

Si requerimos una velocidad alta de asentamiento de las gotas de agua de la fase de aceite, implícitamente deseamos que la diferencia de densidades entre el agua y el aceite sea lo más grande posible. Esta diferencia de densidades ( $D_2 - D_1$ ) no es muy acentuada, ya que la gravedad específica del agua es la unidad o ligeramente mayor debido a las sales disueltas, y la del aceite crudo varía entre 0.8 y 0.95, en algunos casos se tienen valores iguales a la unidad o mayores. Sin embargo, esta diferencia afecta significativamente la velocidad de asentamiento pero no tan severamente como el diámetro "d", aunque siempre es recomendable tratar de incrementarla, lo cual se logra con la adición de calor o el uso de solventes en el caso de aceites pesados.

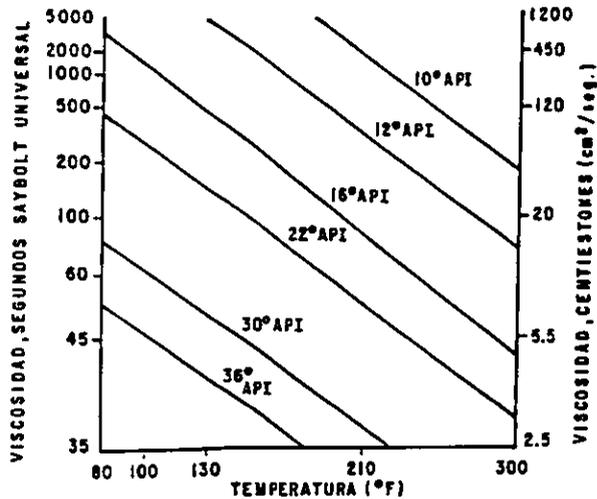
La aplicación de calor en la deshidratación es un elemento muy importante y aunque es de gran ayuda, también tiene efectos negativos en el aceite cuando se utiliza en forma inadecuada, sus ventajas y desventajas se comentan en este trabajo.

#### b) Efecto de gravedad

En un sistema de emulsión agua-aceite, la aceleración de la gravedad "g" juega un papel muy importante, ya que el único camino para incrementarla sería empleando un dispositivo centrífugo, pero, de hecho, su uso no es común actualmente a nivel industrial en el tratamiento del aceite crudo emulsionado, ya que se requeriría de equipos de dimensiones considerables para tratar volúmenes elevados de aceite.

### c) Viscosidad

La viscosidad es una función de la temperatura. Conforme la temperatura del aceite se incrementa, su viscosidad decrece como una función logarítmica, como se muestra en la figura 2.4:



EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA VISCOSIDAD DE DIFERENTES TIPOS DE CRUDO

FIGURA 2.4

Se observa que una alta densidad relativa del aceite implica tener una alta viscosidad, por lo que se requiere incrementar la temperatura para disminuir la misma. Dado que la viscosidad " $\mu$ " se encuentra en el denominador en la ecuación de Stokes, una disminución considerable en ésta representa un incremento significativo en la velocidad de asentamiento de las gotas de agua. Los aceites de más de 30 °API tienen viscosidades menores de 100 SSU a 100 °F, mientras aceites de menor grado API tienen viscosidades más altas a la misma temperatura, lo anterior implica que un aceite de 11 °API demandará un equipo de tratamiento de mayores dimensiones, a fin de incrementar el tiempo de asentamiento de la emulsión. <sup>(1)</sup>

#### d) Tamaño de la gota

Dado que el diámetro de la gota "d" es el único término al cuadrado, un pequeño incremento en éste, reflejará un incremento mucho mayor en la velocidad de asentamiento de la gota de agua.

#### Ejemplo:

Es común que en las emulsiones típicas de campos productores de aceite, el diámetro de las gotas de agua se encuentre en un rango de una a diez micras. Si se lograra incrementar el tamaño de la gota de agua por efecto de coalescencia de gotas pequeñas, en gotas más grandes, alrededor de 100 micras de diámetro, observemos cómo afectaría a la velocidad de asentamiento bajo la Ley de Stokes: en el diámetro original de una micra el cuadrado es todavía uno; en el tamaño de 100 micras, 100 al cuadrado es 10 000, teóricamente se espera un aumento de 10 000 veces la velocidad de asentamiento.

Ejemplo de cálculo de la velocidad de asentamiento: <sup>(1)(32)</sup>

#### Datos

Temp. °C	Densidad relativa agua	Densidad relativa aceite	Viscosidad del aceite (cp)
43	1.02	0.84	6.52
65	1.01	0.83	3.15

De la ecuación no 1, tenemos:  $v = 0.78 [r^2 (D_2 - D_1)] / \mu_0$

Donde:

- v = velocidad de asentamiento de la partícula, cm/h
- r = radio de la partícula de agua, micras
- D<sub>2</sub> = densidad relativa de la partícula de agua
- D<sub>1</sub> = densidad relativa del aceite
- μ<sub>0</sub> = viscosidad del aceite, cp

### Cálculo de v

Temp. °C	Radio, micras	velocidad, (cm/h)
43	10	2.153
65	10	4.457
43	100	215.3

Puede verse que la velocidad de asentamiento se duplica para un incremento de 22 °C, para un mismo radio, pero si el radio de la partícula se aumenta de 10 a 100 micras, la velocidad se hace 100 veces mayor para la misma temperatura (43 °C) ó 48 veces mayor para la temperatura de 65 °C.

En el ejemplo se observa el efecto benéfico que implica aumentar el radio de las partículas de agua en la velocidad de asentamiento, por lo que se deberán buscar los medios de tratamiento adecuados para lograrlo.

## **2.4 Tratamiento de las emulsiones**

### Establecimiento del proceso de tratamiento <sup>(4)(8)(18)(32)</sup>

Una vez separado el "gas primario" y el "agua libre" de la corriente de líquidos, el siguiente paso consiste en el proceso encaminado a destruir la emulsión agua-aceite y obtener aceite crudo tratado, dentro de especificaciones.

Un sistema ideal para el tratamiento de las emulsiones, es aquél en el que se tienen los más bajos costos de operación: costos de agentes químicos desemulsificantes, de combustible para el calentador y que requiera la menor inversión para la adquisición de las instalaciones necesarias para efectuar el proceso de deshidratación.

La inversión inicial más significativa en el proceso de tratamiento, es generalmente la que corresponde al equipo utilizado para el asentamiento de la emulsión, después de que se han agregado agentes químicos y calor. Al aumentar la dosificación de agentes químicos o la temperatura de la emulsión, es factible reducir el tamaño del equipo y su costo, sin embargo, los correspondientes a operación aumentarán a medida que se agrega más desemulsificante o se adiciona más calor.

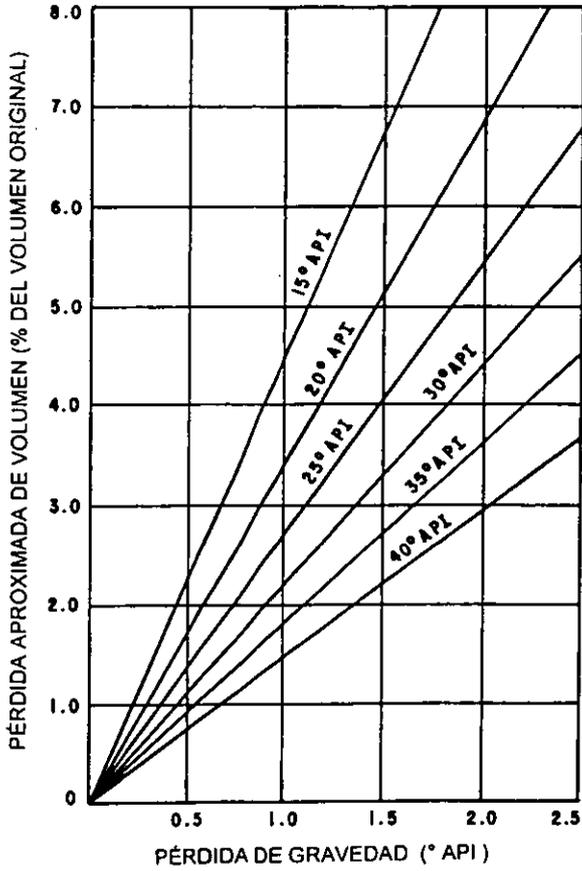
El procedimiento para determinar el tipo y cantidad de agentes químicos a inyectar, la temperatura a la cual se debe calentar la emulsión, y las dimensiones del equipo para asentamiento de la emulsión, es por ensayo y error. Éste consiste de una serie de evaluaciones en el laboratorio, conocidas como "pruebas de botella", por medio de las cuales se obtiene la siguiente información:

1. El tipo de agentes desemulsificantes a evaluar.
2. La dosificación de los agentes químicos.
3. La temperatura a la cual debe calentarse el aceite.
4. El tiempo de asentamiento de la emulsión.
5. La calidad del aceite tratado y agua separada.

Algunas emulsiones pueden destruirse con agentes químicos y tiempo de asentamiento; otras, calentándolas y permitiendo que el agua se separe. Las emulsiones más difíciles o "duras" requieren de ambos, agentes químicos y calor, seguido de tiempo de asentamiento. La selección del proceso de tratamiento más adecuado se fundamenta finalmente en el aspecto económico.

Como regla general, se prefiere no calentar la mezcla o minimizar la cantidad de calor. Los inconvenientes de calentar la emulsión, son:

- El equipo de calentamiento es costoso.
- El calentador consume combustible que tiene valor comercial.
- Algunos de los hidrocarburos ligeros se evaporan a medida que se le adiciona calor, disminuyendo su calidad. En la figura 2.5 se muestra una gráfica de las pérdidas de grados API en función de la reducción del volumen original, para aceites crudos de diferente densidad.
- A menudo los calentadores requieren de personal especializado para su operación.
- Los calentadores de gas pueden ser peligrosos si no se operan adecuadamente y se les da el mantenimiento requerido.
- Es un factor de impacto al ambiente, tanto en emisiones contaminantes como calentamiento de la atmósfera.



PÉRDIDA DE GRAVEDAD EN ° API Vs.  
 PORCENTAJE DE PÉRDIDA POR VOLUMEN <sup>(18)</sup>

FIGURA 2.5

El primer paso para seleccionar el agente desemulsificante apropiado para destruir la emulsión, consiste en obtener una muestra "fresca" representativa de la misma. Ya en el laboratorio, pequeñas porciones de la muestra se miden cuidadosamente en un cierto número de botellas, a las cuales se les agregan pequeñas cantidades de los reactivos a evaluar en partes por millón (ppm), agitándolas para homogeneizar el reactivo en la muestra. Acto seguido, se observan las botellas en forma individual durante varios minutos, para ver el cambio de color, lo cual indica el inicio del rompimiento de la emulsión. Asimismo, en cada botella se puede ver si hay "agua libre" en el fondo. Si después de varios minutos no se observa la presencia de agua, o aún el aceite no se ve limpio, se colocan las botellas en "baño maría" y se calientan para definir si se requiere incrementar la temperatura para romper la emulsión.

Posteriormente, se obtiene una muestra del crudo aproximadamente de la parte media de la fase de aceite para efectuar una prueba de centrifugación y determinar su grado de limpieza. En otras palabras, establecer qué tan completa fue la separación del agua. Una vez que se ha determinado cuál es el agente químico más efectivo, se debe definir la cantidad de desemulsificante a utilizar. Para esto, se debe llenar nuevamente determinado número de botellas con emulsión "fresca", se agrega a cada una diferente cantidad de reactivo, enseguida se agitan y se dejan en reposo varios minutos. Se selecciona como dosificación más adecuada la que muestre una velocidad de separación mayor, reuniendo los requisitos de limpieza del aceite. La dosificación generalmente se especifica en galones de desemulsificante por cada mil barriles de aceite tratado (GPM).

#### Etapas del proceso de deshidratación <sup>(1)(18)</sup>

La separación del agua y el aceite se puede efectuar por diferentes mecanismos, éstos son:

1. Eliminación de agua libre, por segregación gravitacional.
2. Adición de productos químicos.
3. Aplicación de calor.
4. Dispositivos mecánicos: placas coalescedoras, distribuidores de emulsión, dispositivos de lavado, separadores centrífugos, etc.

## 5. Tratamiento eléctrico.

De hecho, los tres primeros son fundamentales en el proceso de deshidratación del aceite crudo, los demás son mecanismos de afinación o dispositivos auxiliares que ayudan a mejorar o acelerar el proceso de tratamiento de la mezcla aceite-agua, algunos de ellos pueden ser omitidos dependiendo de las características del crudo, tales como cantidad de agua y sales. Dichos mecanismos se verán a detalle en el desarrollo de este capítulo.

### 2.5 Remoción de agua libre

Para realizar un diseño apropiado del proceso de deshidratación del aceite crudo, es muy importante conocer las formas en que se presenta el agua asociada con el aceite crudo. Las cuales, de alguna manera, se han venido mencionando y éstas se detallan a continuación:

#### a) Agua emulsionada

Si el agua y el crudo han sido íntimamente mezclados, mediante el efecto de turbulencia cuando pasan a través de bombas, estrangulamientos, válvulas, etc, entonces se formará una emulsión estable, donde gotas pequeñas de agua se dispersan a través de la fase continua de aceite. <sup>(1)(16)</sup>

#### b) Agua soluble

Contrariamente a lo que se creía de que "el aceite y el agua no se mezclan", el agua es soluble en aceite. La solubilidad del agua en aceite es en gran parte una función de la temperatura, pero también depende de otros factores y del tipo de hidrocarburos. <sup>(1)</sup>

#### c) Agua libre

El agua libre es la que se produce simultáneamente con el aceite, pero no está íntimamente mezclada con él. Consiste básicamente en un volumen de agua separada que fluye junto con el crudo desde la formación productora, o de un acuífero superficial

si existen roturas en la tubería de revestimiento. El agua libre normalmente se separa de la emulsión en un tiempo relativamente corto. Es conveniente separarla de la corriente de aceite con agua emulsionada antes que ésta sea tratada, por varias razones: <sup>(1)(11)(18)</sup>

- ◆ Es una sobrecarga para las tuberías y el equipo de transporte, ya que puede constituir hasta un 50 ó 60% de la producción total.
- ◆ Puede ser altamente corrosiva. Las emulsiones generalmente no lo son, ya que el agua se encuentra dispersa en el aceite, de tal manera que se encuentra parcialmente en contacto con las paredes del equipo y tuberías.
- ◆ El agua salada por su conductividad térmica, absorbe rápidamente el calor cuando éste se aplica para romper la emulsión. El agua absorbe hasta dos veces más calor que el aceite.

De hecho, en todos los diseños de procesos para el rompimiento de emulsiones agua-aceite, se efectúa al principio la eliminación del agua libre. El equipo que cumple con esta función es comúnmente conocido como "tanque eliminador de agua libre" y, prácticamente todos los sistemas de tratamiento de aceite crudo tienen uno, ya sea en forma individual o incorporado al sistema mencionado. <sup>(8)</sup>

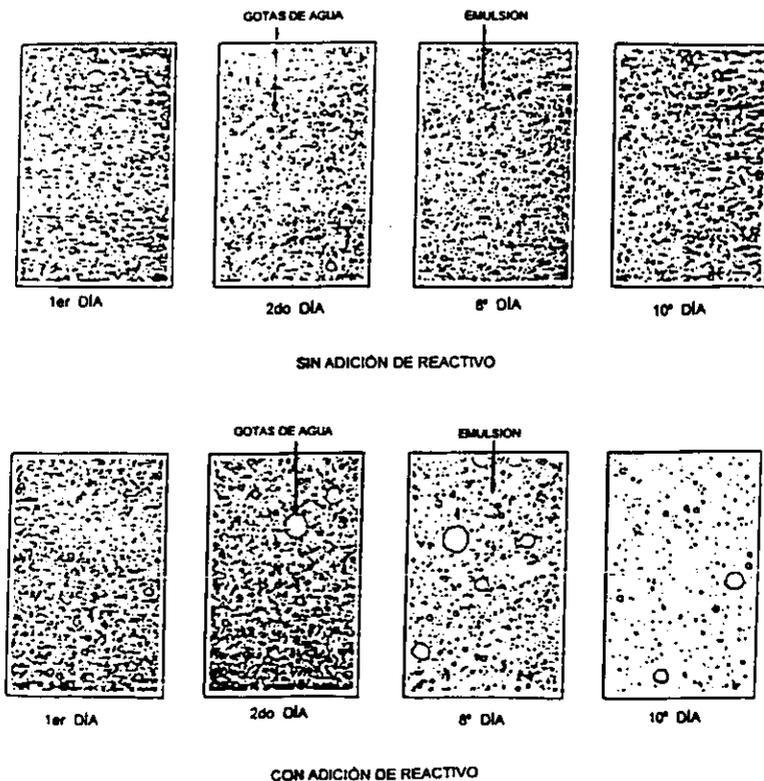
## **2.6 Adición de reactivos químicos** <sup>(1)(4)(8)(16)(18)(19)</sup>

En la actualidad muchos aditivos químicos se usan como elemento auxiliar en el tratamiento del aceite crudo, entre ellos los desemulsificantes orgánicos de tipo iónico y no iónico, cuya aplicación y eficiencia se determina por ensayo y error mediante "pruebas de botella".

La finalidad de un agente químico consiste en eliminar la barrera física y eléctrica que separa las gotas de agua, provocando su unión, lo que favorece la separación de fases y propicia la incorporación del sedimento con el agua que se drenará en la etapa de deshidratación. Un agente químico desemulsificante desarrollado para tratar una emulsión agua-aceite debe ser capaz de desactivar la película de material emulsificante que rodea a las gotas de agua dispersas en el aceite. Los reactivos son dosificados en pequeñas cantidades en algún punto del sistema de tratamiento, éstos deben ser

solubles en el aceite y actuar como agentes activos de superficie (disolución en el aceite y acción sobre la película emulsionante).

Comúnmente los aditivos químicos desemulsificantes, son sustancias polares, esto permite que sean atraídos por el agente emulsificante el cual también es una sustancia polar, esta atracción es muy similar a la acción generada por dos barras magnéticas. El contacto entre agente químico y agente emulsificante, provoca que este último se destruya, favoreciendo de esta manera que las gotas más pequeñas coalescan para formar gotas mayores, las cuales se segregan de la fase de aceite por efecto de diferencia de densidades entre el agua y el aceite. En la figura 2.6 se ilustran dos muestras de la misma emulsión, con y sin la adición de reactivo desemulsificante.



ASPECTOS DE UNA EMULSIÓN AGUA-ACEITE CON Y SIN ADICIÓN DE REACTIVO DESEMULSIFICANTE <sup>(4)</sup>

FIGURA 2.6

### Puntos de aplicación de los agentes desemulsificantes <sup>(8)(9)</sup>

El punto en que debe aplicarse el agente químico ruptor de la emulsión es una consideración importante en el diseño del proceso de tratamiento, éste puede estar localizado en: el fondo del pozo, el cabezal, la batería de separación o los cabezales de llegada de los pozos a la planta de deshidratación y desalado del crudo. Debe además haber cierta agitación en la corriente para permitir un contacto adecuado entre el reactivo y la emulsión, esto hace que el primero pueda entrar en contacto con la mayoría de las partículas de agua dispersas y neutralizar la película del agente emulsificante. Para ello debe analizarse previamente el punto de aplicación, que dependerá en parte del tipo de reactivo a utilizar. Si el desemulsificante es soluble en agua se inyecta hasta que se haya separado el agua libre. Sin embargo, si la producción de ésta es baja, la inyección puede llevarse a cabo sin que la pérdida de reactivo sea considerable.

### Métodos de aplicación de los agentes desemulsificantes <sup>(8)(19)</sup>

En instalaciones de tratamiento de campo que operan en forma continua la inyección de reactivos debe procurar aplicarse en los puntos más cercanos donde se produce la emulsión. Existen dos tipos básicos de tratamiento de emulsiones agua-aceite de acuerdo al punto de aplicación del reactivo. Estos son: tratamiento en la línea de flujo y tratamiento en el fondo del pozo.

#### i. Tratamiento en la línea de flujo

El tratamiento de emulsiones agua-aceite en línea de flujo, es el método que comúnmente se lleva a cabo para tratar el aceite crudo en la industria petrolera mexicana. Es necesario que la adición del reactivo se haga en el punto donde se garantice un mezclado adecuado, éste generalmente se localiza antes de la batería de separación, o bien, en algún cabezal donde confluye la producción de varios pozos con problemas de emulsión.

#### ii. Tratamiento en el fondo del pozo

Es conocido que la viscosidad de una emulsión se incrementa conforme aumenta el grado de dispersión de las gotas de agua en el aceite. Como ya se mencionó, esto se logra por medio de agitación. Por lo tanto, al aumentar la viscosidad la resistencia al

flujo es mayor, ocasionando que se tengan mayores pérdidas de presión por fricción en las tuberías conductoras del crudo. Por esta razón, resulta conveniente tratar la emulsión adicionando el reactivo desemulsificante en el fondo del pozo. La temperatura prevaleciente a esa profundidad es de gran ayuda pues disminuye la viscosidad del aceite y facilita la difusión y acción del agente desemulsificante.

Este tipo de tratamiento evita en gran parte la formación de emulsiones, es decir, es un método preventivo. La inyección del reactivo comúnmente se efectúa por el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento. Existen varias formas de realizar el tratamiento de fondo, algunas veces el agente químico se inyecta al fondo en forma continua, otras se hace a intervalos. En pozos que producen con sistema de bombeo hidráulico, el agente desemulsificante puede agregarse al fluido de potencia, el cual es forzado a través de la tubería y del fluido motriz al fondo del pozo, donde se mezcla con la emulsión.

Este tipo de tratamiento no es aplicable en México, debido a que el número de pozos con problemas de emulsión que confluyen a una estación de recolección es muy elevado, por lo que no resulta práctico efectuar el tratamiento por pozo desde el punto de vista técnico y económico, aunque puede tener ventajas respecto al de la línea de flujo en ciertos casos.

#### Dosificación de los reactivos desemulsificantes <sup>(6)</sup>

Para seleccionar la cantidad de reactivo desemulsificante apropiada en el tratamiento de un cierto volumen de aceite crudo se realizan evaluaciones en laboratorio conocidas como "pruebas de botella". A los valores obtenidos de dichas pruebas se les conoce como relaciones de tratamiento y se reportan como 1:X, que indican el volumen "X" de aceite que se puede tratar con una unidad de volumen de reactivo desemulsificante.

La relación de tratamiento es un parámetro importante en el proceso de deshidratación del aceite crudo, ya que si se dosifica al crudo menor cantidad de reactivo desemulsificante del requerido, no se logra un rompimiento completo de la emulsión. Por otra parte, si se emplea demasiado reactivo se puede llegar a tener un "sobretreatmento" de la emulsión, lo que conduce en la mayoría de los casos a una "reemulsificación" de tipo químico. Esta situación resulta más perjudicial que si no se inyectara reactivo. Para resolver este problema, se debe suspender la inyección de

reactivo temporalmente y manejar mas emulsión "fresca" en el sistema de tratamiento para conseguir la disminución de la concentración del desemulsificante.

Debe considerarse, además, que los reactivos químicos son productos de costo relativamente alto, por lo que debe optimizarse su aplicación para que ésta sea económicamente atractiva.

## **2.7 Adición de calor** <sup>(1)(4)(16)(18)(19)(32)</sup>

La adición de calor a la mezcla aceite-agua permite un asentamiento más rápido de las partículas de agua, a través de los siguientes factores:

- a) Reduce la viscosidad del aceite.
- b) Por expansión de las gotas de agua, la película que las rodea se debilita, reduciendo su resistencia hasta llegar a romperse.
- c) Aumenta el movimiento molecular.
- d) Permite acentuar la diferencia de densidades entre las partículas de agua y aceite.

Por estas razones el calor debe aplicarse en forma adecuada. La variación de la viscosidad respecto a la temperatura es función del tipo de crudo, generalmente al aumentar la densidad del aceite la viscosidad se hace mayor.

Mediante la adición suficiente de energía calorífica y agente químico, se reduce el tiempo de reposo requerido para obtener una buena separación del agua y el aceite, minimizando así la cantidad de equipo y sus dimensiones para realizar el tratamiento. El combustible utilizado para calentar una emulsión es generalmente gas natural. En algunos casos el mismo aceite puede usarse como tal, pero esto no es conveniente desde el punto de vista operativo ni económico. Cuando sea posible debe aprovecharse cualquier fuente disponible de calor, incluyendo el que el aceite trae consigo, cuando procede de formaciones profundas y fluye a gastos altos, como en el caso del crudo del Mesozoico Chiapas-Tabasco en México, o bien aprovechando el gas liberado de alta temperatura que puede calentar tubos o intercambiadores de calor, proporcionando un margen extra de calor.

Hasta ahora se ha citado al aceite crudo sin definirlo ni caracterizarlo. Sin embargo, esto es necesario a fin de comprender las limitaciones en el tratamiento ocasionadas por la naturaleza del crudo.

Los aceites crudos son mezclas de hidrocarburos de gran variedad en peso molecular y complejidad en su estructura. El metano ( $\text{CH}_4$ ) es el más ligero y menos complejo de los hidrocarburos que se encuentran en el aceite, en su molécula tiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno y bajo condiciones normales de presión y temperatura, se presenta en forma gaseosa. Los hidrocarburos más complejos presentes en el aceite son más pesados y su proporción en la mezcla determina las características del mismo. Los aceites pueden variar de pesados (oscuros asfálticos), menos pesados (verdosos) que fluyen fácilmente, hasta aceites muy ligeros y volátiles (transparentes). La unidad de medida tradicional para la densidad del aceite crudo es expresada en grados API, tomando como referencia que el agua cuenta con 10 grados API y aumentando la del crudo a medida que éste sea más ligero. <sup>(8)</sup>

Sabemos que:

$$\gamma_o = 141.5 / (131.5 + \text{°API})$$

$$\gamma_o = \text{densidad relativa del aceite } (\gamma_w = 1.0)$$

o

$$\text{°API} = 141.5 / \gamma_o - 131.5$$

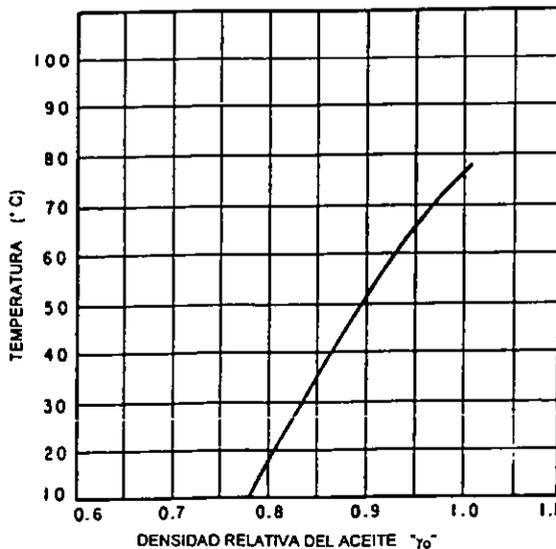
La unidad del sistema internacional para medir el peso del aceite es la densidad relativa, ésta es una comparación del peso específico del aceite con respecto al del agua. Un aceite con densidad relativa de 0.85 pesa un 85% del correspondiente al mismo volumen de agua.

La calidad en grados API del aceite puede afectarse negativamente por una operación inadecuada del equipo de tratamiento. Si se usa calor con la única idea de que al aplicarlo en mayor cantidad se logra un mejor tratamiento, ciertos componentes ligeros en el crudo se evaporarán y perderán, lo cual ocasiona una reducción en el volumen y grados API del aceite tratado, disminuyendo en consecuencia su valor comercial, ver figura 2.5.

Una temperatura de tratamiento elevada, además de disminuir el volumen, los grados API y el precio del crudo, tiene otros efectos negativos, como son: <sup>(8)(11)</sup>

- El tratamiento resulta costoso, debido al precio y consumo de combustible usado para alcanzar altas temperaturas.
- A mayor temperatura, se incrementa la velocidad de corrosión en el equipo de tratamiento.
- Al calentar el agua salada con el aceite crudo, aumenta la tendencia a la incrustación de sales en el equipo de calentamiento, provocando a menudo el paro del equipo para realizar operaciones de limpieza.

La aplicación de calor durante el proceso de tratamiento no destruye la emulsión por sí sola, excepto en raras ocasiones. Generalmente la adición de calor es solamente un elemento auxiliar en el tratamiento del aceite crudo, aunque ocasionalmente es posible destruir la emulsión por completo. En la figura 2.7 se ilustra la temperatura de tratamiento adecuada, en función de la densidad del aceite.



TEMPERATURA DE DESHIDRATACIÓN DEL ACEITE <sup>(12)</sup>  
(TRATADORES ELECTROSTÁTICOS)

FIGURA 2.7

## 2.8 Asentamiento <sup>(1)(4)(11)(18)(19)</sup>

El asentamiento es la última etapa en la deshidratación del aceite crudo. Es en esta parte del proceso donde el tiempo de residencia actúa sobre la corriente del líquido, a fin de propiciar la separación del agua y el aceite, su efecto ha sido analizado al comienzo de este capítulo mediante la Ley de Stokes.

Originalmente el tratamiento del aceite se efectuaba en tanques verticales elevados a presión ambiente, de tal forma que el efecto de la aceleración de la gravedad permitía el flujo del aceite limpio hacia los tanques de almacenamiento. En la actualidad las especificaciones establecidas para el manejo del aceite tratado, en cuanto a su grado de limpieza, han contribuido al uso adicional de aditivos químicos desemulsificantes en tratadores verticales y horizontales para el tratamiento de emulsiones.

El equipo comúnmente usado para permitir el asentamiento final del agua separada, luego que se ha agregado el reactivo desemulsificante y se ha aplicado calor a la emulsión, se le conoce como tanque "deshidratador". En el siguiente capítulo se describe este tipo de equipo, así como su forma de operación.

### **3. EQUIPOS PARA LA DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL ACEITE CRUDO**

#### **3.1 Descripción general del manejo y tratamiento del aceite crudo <sup>(6)</sup>**

Antes de mencionar los equipos que se emplean para deshidratar y desalar el aceite crudo, se hará una breve descripción de las instalaciones superficiales para el control, manejo y tratamiento de los hidrocarburos producidos, las cuales son:

- A. Instalaciones de producción en tierra.**
- B. Instalaciones de producción marinas.**

Las instalaciones de producción en tierra incluyen:

- a) Batería de separación de mezclas gas - líquido.**
- b) Planta de tratamiento del aceite producido.**
  - Deshidratación
  - Desalado
- c) Estación de bombeo y compresión.**
- d) Central de almacenamiento y bombeo.**

La figura 3.1 muestra un diagrama general de las instalaciones de producción para el manejo de aceite crudo en tierra, en el cual se puede observar el recorrido que debe hacer la mezcla de hidrocarburos compuesta por aceite crudo, agua libre, emulsión agua-aceite, gas natural y algunos materiales sólidos (impurezas) desde que sale del pozo, hasta el envío final del aceite limpio a refinería, o bien, a una terminal de exportación, así como la corriente de gas a una planta petroquímica o consumo y el agua separada a un sistema de tratamiento para su reutilización o desecho.

La descripción de las instalaciones de producción en tierra, con base en el diagrama de la figura 3.1, es la siguiente:

- La producción de cada uno de los pozos que confluyen a una batería, es conducida desde la cabeza del pozo hasta el cabezal de recolección. A este cabezal confluyen todos los pozos. El cabezal de recolección está constituido por uno o varios colectores de grupo y uno de medición o aforo. Los colectores de grupo pueden estar compuestos por cabezales de alta, intermedia y baja presión, esto debido a que la

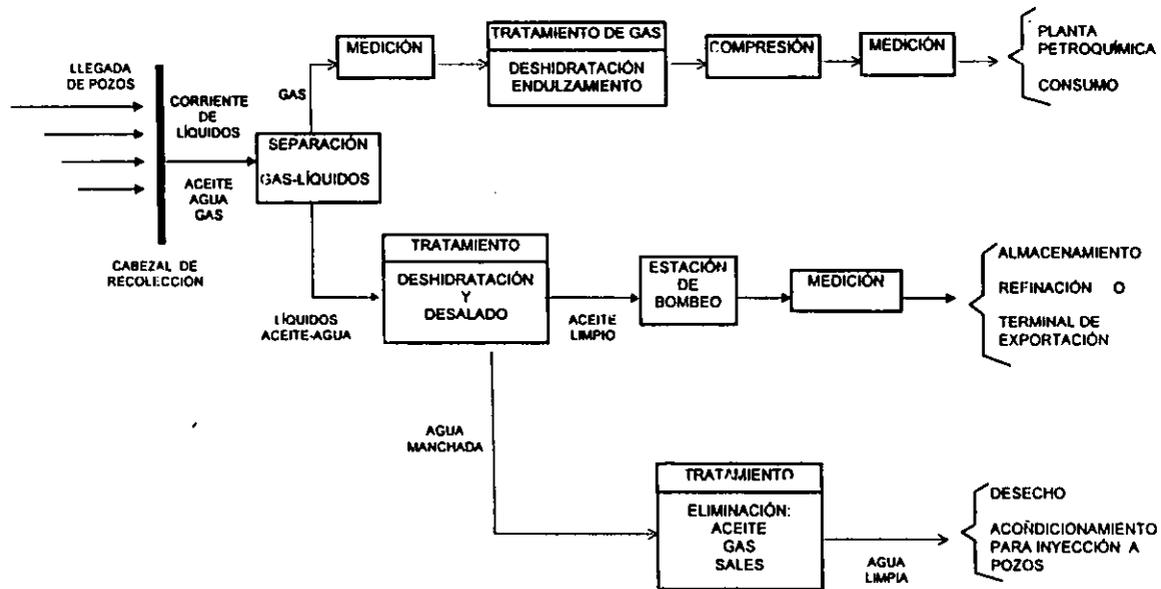


DIAGRAMA GENERAL DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

FIGURA 3.1

producción de cada uno de los pozos regularmente llega con distintas presiones. Cuando se desea aforar algún pozo en particular, éste se desvía del colector general al de aforo, para de ahí ser enviado al separador de prueba y tanque de medición, respectivamente.

- Del cabezal de recolección la producción se envía hacia el sistema de separación de las fases líquida y gaseosa. El colector general envía su producción hacia el tren general de separación (compuesto por uno o más separadores de alta, intermedia y baja presión), mientras que el de prueba lo hace hacia el tren de separación de prueba (que debe contar con el mismo número de etapas de separación).
- Del sistema de separación sale por una parte gas, el cual se envía hacia un sistema de tratamiento, pasando a través de un dispositivo de medición para cuantificar su volumen. Por otra parte, sale la corriente de líquidos (aceite, emulsión agua-aceite y agua libre), ésta se envía hacia la planta de tratamiento de aceite crudo.
- En la planta de tratamiento de gas, éste pasa primero por un proceso de deshidratación donde el agua es eliminada de la corriente de gas, enseguida pasa por el proceso de endulzamiento a fin de eliminar el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, presentes. De esta planta se envía hacia una central de compresión y de ahí a una planta petroquímica para su procesamiento, o bien, hacia una central de consumo, pasando previamente por un sistema de medición.
- En la planta de tratamiento del aceite crudo, el agua libre y el agua emulsionada son eliminadas de la corriente de líquido, quedando por una parte aceite limpio, el cual se envía hacia una estación de bombeo, donde se le suministra presión suficiente para que pueda llegar hasta la central de almacenamiento, la refinería, o bien una terminal marítima de exportación, pasando previamente por un medidor de líquidos. Mientras que el agua separada es enviada hacia un sistema de tratamiento, a fin de eliminarle el aceite arrastrado, así como los gases y sales disueltas. <sup>(6)</sup>

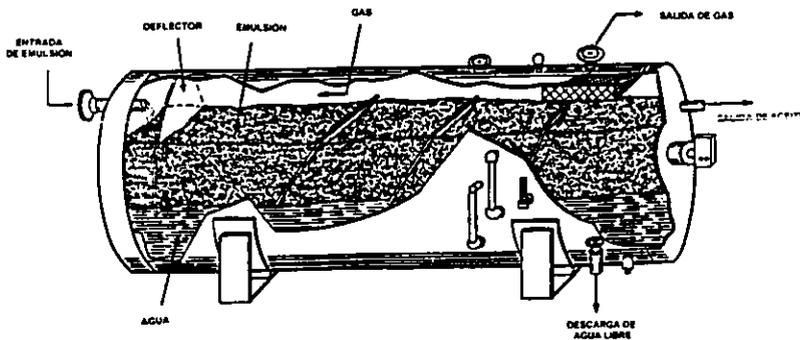
El recorrido que debe hacer la mezcla de hidrocarburos producidos en el área marina es muy similar al de las instalaciones en tierra. Una explicación detallada del manejo integral de la producción de hidrocarburos en dicha área es considerablemente compleja, lo cual cae fuera del alcance de este trabajo.

### 3.2 Eliminador de agua libre <sup>(4)(B)</sup>

Es un equipo que se utiliza en el proceso de deshidratación del aceite crudo con el fin de eliminar grandes porcentajes de agua libre (mayores a 20% en volumen) y otras partículas que el crudo trae consigo. antes de pasar a los deshidratadores. Es de suma importancia instalarlos antes de los calentadores para evitar que el agua libre consuma el calor que debe ser absorbido exclusivamente por la emulsión, con lo que es posible disminuir las dimensiones del equipo de calentamiento.

Es un equipo simple, ya que se trata de un recipiente en el que se proporciona espacio para que el agua libre se asiente de la emulsión solamente por "efecto de gravedad". Existen varios diseños de eliminadores de agua libre, éstos pueden ser del tipo horizontal o vertical, dependiendo de las características del aceite, su uso permite tratar la emulsión en forma más eficiente, ya que el calor, reactivo o efecto coalescente, se aplica directamente al aceite y/o la emulsión. Actualmente se cuenta con diseños que permiten separar a las vez el gas asociado y el agua libre en el aceite, estos equipos son recomendables en instalaciones de espacio reducido, como las plataformas marinas de producción.

Un tipo de estos eliminadores es conocido como FWKO (Free Water Knock Out), el cual se muestra en la figura 3.2. La corriente de alimentación choca contra un deflector que reduce la velocidad y permite una separación más efectiva. Reducida la velocidad, el fluido entra al interior del recipiente, donde dispone de gran área de interfase que favorece la separación gravitacional.



EQUIPO ELIMINADOR DE AGUA LIBRE HORIZONTAL <sup>(4)</sup>

FIGURA 3.2

### 3.3 Bombas dosificadoras de reactivo

Como se ha mencionado, el tratamiento de las emulsiones de aceite crudo requiere de la aplicación de compuestos químicos con características especiales, los cuales deben ser agregados a la corriente de crudo en el lugar adecuado, esta función se lleva a cabo por medio de una bomba dosificadora de reactivos.

En instalaciones de tratamiento que operan en forma continua, la inyección de reactivos debe aplicarse en puntos donde se produce la emulsión. La dosificación de éste, normalmente se lleva a cabo con una bomba cuya función es inyectar el agente químico desemulsificante a un gasto determinado en función del volumen de emulsión a tratar. El tipo de bomba más común es de desplazamiento positivo, figura 3.3; la cual puede operarse de dos formas: <sup>(8)</sup>

- a) Neumáticamente con gas del sistema de producción o,
- b) Con un motor eléctrico.

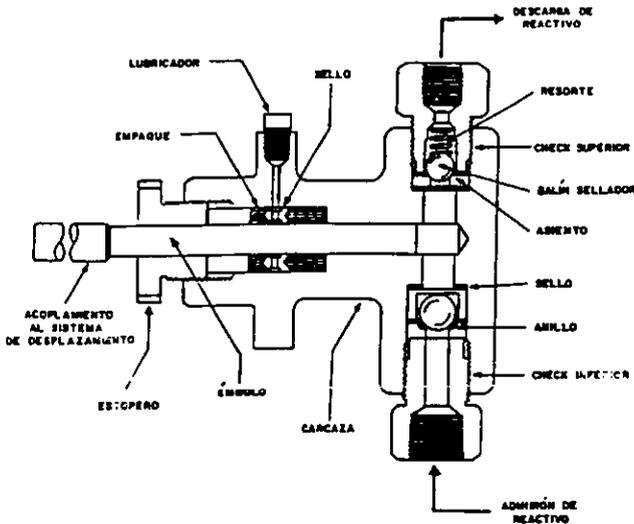
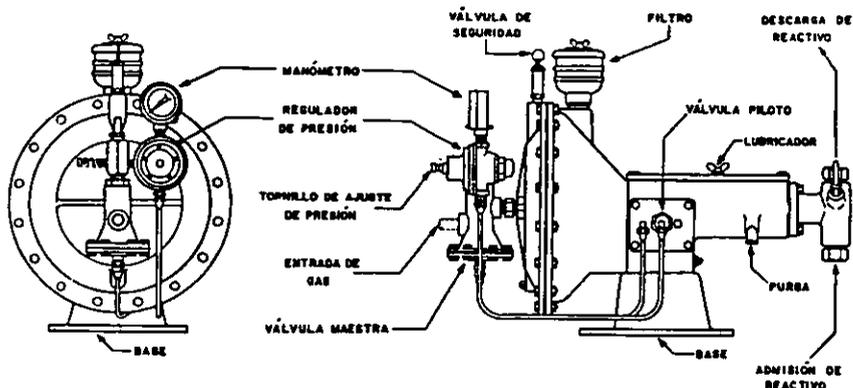


DIAGRAMA DE PARTES DE UNA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.3

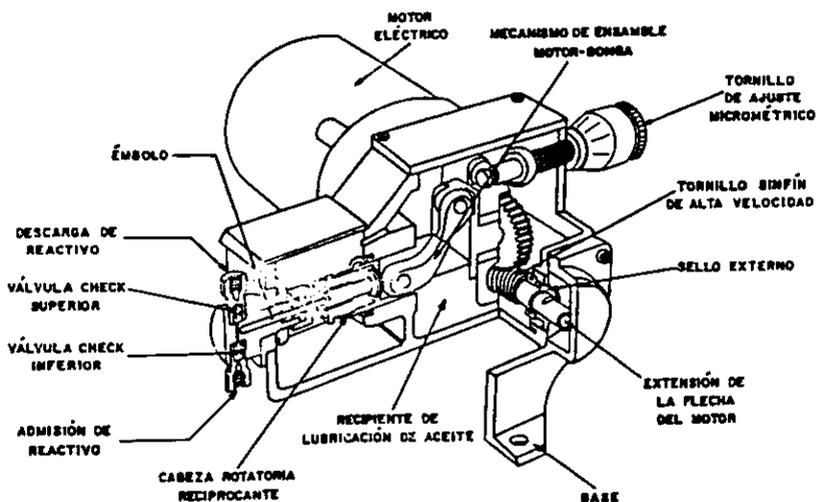
El mecanismo de funcionamiento de las bombas neumáticas es el siguiente: cuando se dispone de gas o aire a presión, éste acciona un diafragma, el cual a su vez impulsa el vástago que está conectado al pistón. Este tipo de bomba es la que más se utiliza en el campo por no requerir de energía eléctrica, y debido a que manejan volúmenes de reactivo a altas presiones, en comparación con las bombas operadas con motor eléctrico. En la figura 3.4 se muestra una bomba para dosificación de reactivos operada con gas a presión.



BOMBA NEUMÁTICA PARA DOSIFICACIÓN DE REACTIVOS QUÍMICOS <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.4

En el caso de una bomba accionada con un motor eléctrico, figura 3.5, la potencia del motor se transmite por medio de la flecha a un dispositivo, el cual convierte el movimiento circular de la flecha en un desplazamiento lineal al vástago que impulsa al pistón de la bomba. Este tipo de bombas tiene más aplicación en el ámbito de laboratorio que en operaciones de campo.



BOMBA PARA DOSIFICACIÓN DE REACTIVOS QUÍMICOS ACCIONADA CON MOTOR ELÉCTRICO <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.5

Una vez que se ha determinado la dosificación de reactivo a inyectar, se procede a ajustar el mecanismo de operación de la bomba. En el caso de bombas eléctricas, se regula la longitud de la carrera y/o el diámetro del émbolo. Para bombas neumáticas, se ajusta el número de emboladas por minuto en función del volumen de gas o aire suministrado y al diámetro del émbolo.

### Operación

Como se ha comentado, el suministro de la potencia requerida para operar una bomba de dosificación de agentes desemulsificantes, es de dos tipos: por medio de un motor eléctrico cuando se dispone de electricidad, o con gas o aire comprimido, que actúan a presión sobre un diafragma. En este caso se usa un regulador de presión del gas, que generalmente se ajusta a un rango entre 5 y 20 lb/pg<sup>2</sup> de entrada a la bomba, para diámetros de pistón de 3/8 pg a 1 1/4 pg y presiones de inyección de desemulsificantes de 100 a 5 000 lb/pg<sup>2</sup>. En ambos casos la forma de operar las bombas es muy simple, pues sólo se requiere ajustar el gasto de inyección y la presión (en el caso de bombas neumáticas) a los requerimientos del sistema de tratamiento.

### Mantenimiento

La mayoría de las bombas de dosificación de reactivos son simples, fáciles de ajustar y su reparación es sencilla. Sin embargo, estos equipos pueden fallar debido principalmente a operaciones de limpieza inadecuadas. Los agentes químicos desemulsificantes son sustancia viscosas que fácilmente se adhieren a los émbolos, pistones y especialmente a las válvulas retención (check). Cuando las partes móviles de las bombas quedan cubiertas con acumulaciones del reactivo químico, se disminuye notablemente la eficiencia en la inyección.<sup>(8)</sup>

En la tabla 3.1 se indican las partes de las bombas que presentan fallas con más frecuencia.

### Protección

Las bombas de inyección de reactivo deben protegerse de efectos dañinos causados por: gases corrosivos, viento, lluvia, arena, etc. En algunos campos donde se produce aceite y gas corrosivos, y donde este último se usa para operar la bomba de reactivo, ésta debe recibir una atención adicional de limpieza.

## Depósito de reactivos

Un método común que se usa para suministrar el reactivo a la bomba consiste en almacenar el reactivo en un depósito, de esta forma el tanque de la bomba se puede llenar fácilmente por medio de una válvula. Es necesario que este depósito tenga algún dispositivo de medición a fin de contabilizar el volumen de desemulsificante adicionado a la emulsión. El material de construcción es de acero inoxidable, plástico, o hierro fundido, y debe recibir mantenimiento de limpieza en forma periódica, por lo cual se requiere contar con equipo de respaldo. <sup>(8)</sup>

**TABLA 3.1**

### **PARTES DE LAS BOMBAS QUE FRECUENTEMENTE FALLAN**

<b>TIPO DE BOMBA</b>	<b>PARTES</b>
<b>Con motor eléctrico</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- acoplamiento motor eléctrico - pistón de la bomba.</li><li>- válvula de retención de descarga de reactivos.</li><li>- válvula de retención de admisión de reactivos.</li></ul>
<b>Neumática</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- suministro de gas o aire (válvula reguladora de presión y filtro).</li><li>- válvula de seguridad.</li><li>- diafragma y resorte de la bomba.</li><li>- válvula de retención de descarga de reactivos.</li><li>- válvula de retención de admisión de reactivos.</li></ul>

## **3.4 Equipo de calentamiento**

Cuando la adición de calor en el proceso de tratamiento es necesaria, se puede utilizar algún dispositivo de calentamiento. La totalidad de los dispositivos de calentamiento para el tratamiento de las emulsiones agua-aceite, se clasifican en dos grupos: Dispositivos de calentamiento de fuego directo y de fuego indirecto. En la mayoría de las plantas de tratamiento de aceite crudo, los equipos de calentamiento se encuentran integrados al proceso de deshidratación.

## Dispositivos de calentamiento de fuego directo

Estos equipos tienen la característica de proporcionar el calor de una manera directa a la emulsión, esto se logra quemando un combustible en una cámara de combustión interna, la cual se encuentra sumergida en el seno de la emulsión. Por lo común este tipo de equipos se usan para calentar emulsiones no corrosivas, que se encuentran relativamente a baja presión y el gasto es constante <sup>(6)</sup>.

La eficiencia de un dispositivo de calentamiento está determinada por la cantidad de gas que debe ser suministrada a la boquilla del quemador, para tratar un volumen de emulsión a una temperatura dada.

Existen varios tipos de dispositivos de calentamiento directo: hornos de calentamiento, calentadores de tubos concéntricos o enchaquetados y calentadores volumétricos con cámara de combustión interna, horizontales y verticales.

### a) Hornos de calentamiento

Los hornos de calentamiento constan de una serie de tubos rectos que conducen a la emulsión hacia el área de calentamiento, los cuales se encuentran suspendidos dentro de una cámara de combustión. Los tubos están conectados entre sí por medio de codos de retorno y pueden usarse uno o más bancos de tubos, dependiendo del volumen de emulsión a calentar. Estos se encuentran dentro de una armazón, de tal forma que el fuego del quemador calienta a dichos tubos y éstos, a su vez, a la emulsión que circula por su interior.

Los tubos deben ser inspeccionados regularmente para observar el grado de corrosión e incrustamiento. La aplicación directa del fuego a los tubos, a menudo provoca que ciertas áreas estén más expuestas a corrosión e incrustamiento que otras, además, durante los periodos en que el fluido permanece estático dentro del calentador, la emulsión puede calentarse a tal grado que parte de ésta se evapora. Lo anterior frecuentemente conduce al taponamiento de los tubos del calentador debido a las sales contenidas en el agua, disminuyendo así su eficiencia, por lo que es recomendable inspeccionar y efectuar operaciones de limpieza o sustitución de los tubos cuando sea necesario. Los calentadores tubulares se usan mayormente en sistemas donde se tiene flujo estable, a baja presión y las emulsiones producidas tienen

muy poca tendencia a la depositación de incrustaciones cuando son sometidas al proceso de calentamiento. <sup>(8)</sup>

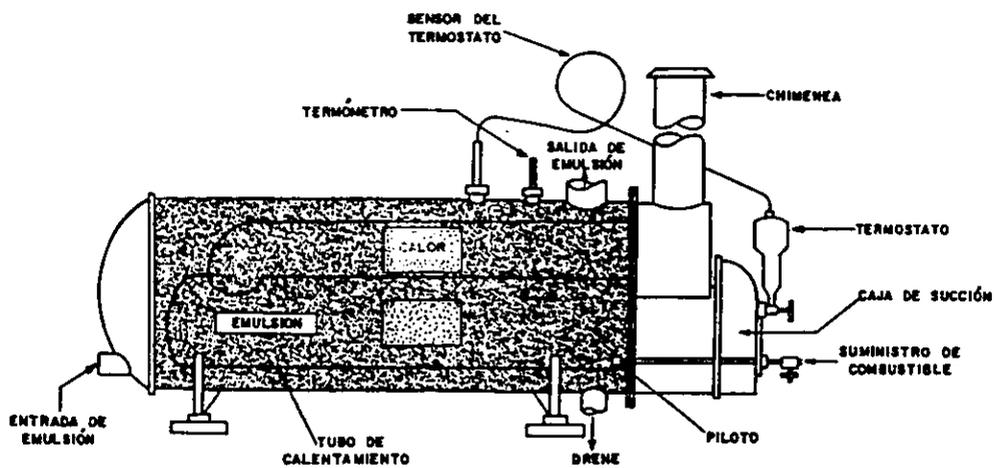
#### b) Calentadores con tubos concéntricos o enchaquetados

Este tipo de dispositivos de calentamiento pueden usarse tanto en tratadores horizontales como verticales. Constan de dos tubos concéntricos, el externo o coraza y el interno o cámara de combustión interna. Este último realiza la función de calentamiento y se encuentra rodeado por el fluido que va a ser calentado, el cual entra por el espacio anular entre la coraza y el tubo calentador. La emulsión entra por la parte inferior del tratador, se calienta y se descarga cerca de la parte superior. Estos dispositivos de calentamiento son susceptibles a un mal funcionamiento si no se les aplica operaciones de limpieza en forma regular. No se debe permitir la acumulación de sedimentos en la parte inferior del calentador. Este tipo de calentadores es adecuado para calentar hidrocarburos ligeros no corrosivos, con bajo contenido de sedimentos y a un gasto constante. <sup>(8)</sup>

#### c) Calentadores volumétricos con cámara de combustión interna

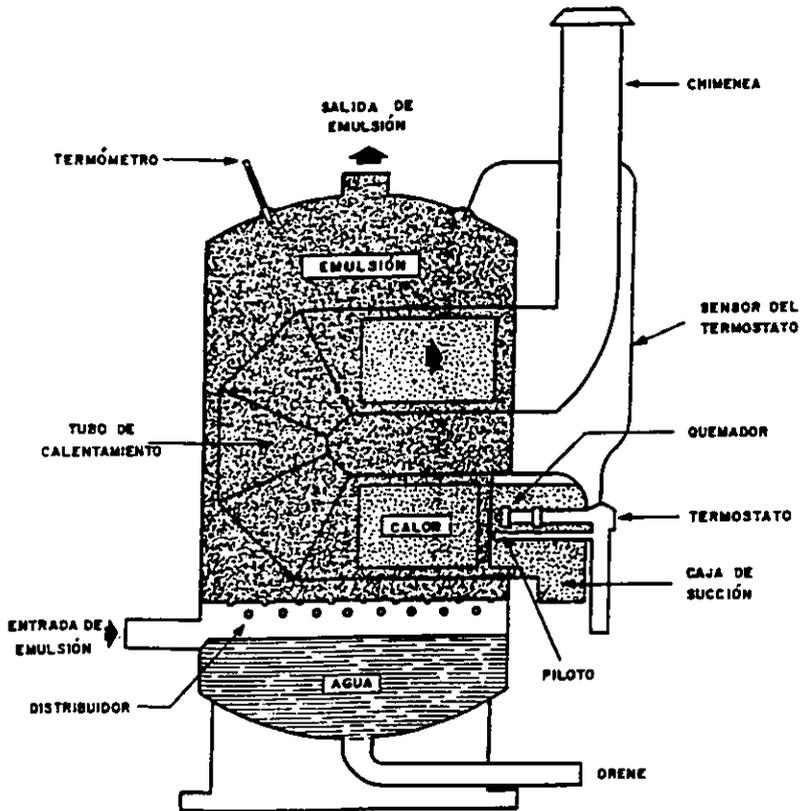
Este tipo de dispositivos de calentamiento consta de un recipiente horizontal o vertical, ver figuras 3.6 y 3.7, respectivamente, que puede operar a presión. Generalmente el diseño de estos equipos es de tal forma que la cámara de combustión interna se puede extraer para su mantenimiento o limpieza.

Su forma de operar es la siguiente: el fuego se produce en el interior de la cámara al quemar el combustible, mientras que los gases de combustión fluyen por el interior del tubo de calentamiento. La emulsión entra al equipo a través de un tubo distribuidor localizado abajo de la sección de calentamiento y fluye hacia afuera de éste por la parte superior. El tubo distribuidor permite que la emulsión se uniformice en la sección de calentamiento, previniendo así un flujo irregular, esto a fin de evitar que el fuego dañe algunas partes del equipo. En un calentador con cámara de combustión interna el efecto de corrosión es un factor muy serio, no así el efecto de incrustación, por lo que estos equipos pueden usarse confiablemente para calentar emulsiones no corrosivas y con flujo prácticamente constante. Para poner en operación este tipo de calentadores, por lo común se llenan con agua hasta un cierto nivel. El paso de la emulsión a través del recipiente permite que ésta tenga una acción de lavado con el agua caliente, lo que ayuda al rompimiento de la emulsión. <sup>(8)</sup>



CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO DE TIPO HORIZONTAL  
CON CÁMARA DE COMBUSTIÓN INTERNA <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.6



CALENTADOR DE FUEGO DIRECTO DE TIPO VERTICAL  
 CON CÁMARA DE COMBUSTIÓN INTERNA <sup>(B)</sup>

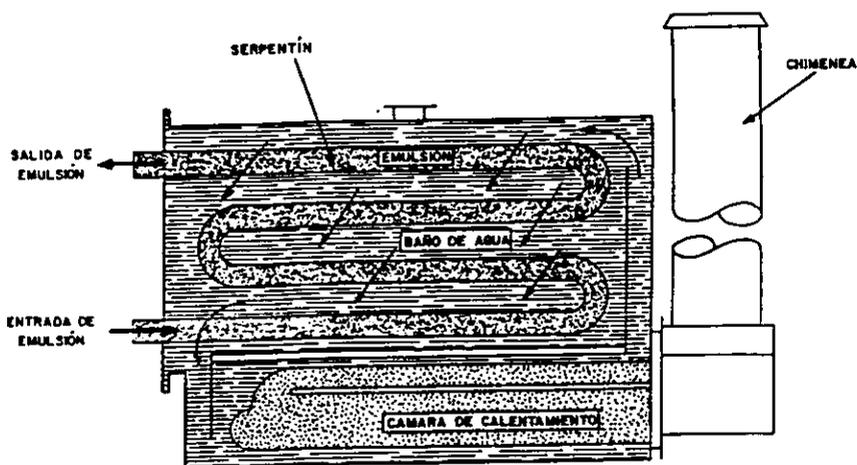
FIGURA 3.7

### Dispositivos de calentamiento de fuego indirecto <sup>(8)</sup>

Estos dispositivos de calentamiento, como su nombre lo indica, proporcionan energía calorífica de manera indirecta mediante un fluido, el cual previamente es calentado para transmitir calor a la emulsión.

Un dispositivo de calentamiento con fuego indirecto, como el que se ilustra en la figura 3.8, consta de tres partes principales:

- El cuerpo del calentador.
- La sección de combustión interna.
- El haz de tubos de flujo.



DISPOSITIVO DE CALENTAMIENTO CON FUEGO DIRECTO <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.8

La sección de combustión interna y el haz de tubos de flujo pueden estar fijos al cuerpo del calentador, aunque esto no se recomienda a fin de facilitar las operaciones de limpieza, inspección y reemplazo.

Estos dispositivos transmiten el calor en forma indirecta a través de un fluido (agua o aceite térmico), que se encuentra dentro del recipiente de calentamiento, a la emulsión.

Un dispositivo de calentamiento indirecto es más fácil de operar que uno de calentamiento directo, debido a que el fuego no va directo a los tubos conductores de flujo. Con el uso de este tipo de calentadores, se minimiza el efecto de incrustaciones, y se reduce la probabilidad de falla en los tubos de calentamiento.

### Mantenimiento y operación de los equipos de calentamiento <sup>(8)</sup>

La eficiencia de operación y tiempo de servicio de un calentador, depende en gran parte del mantenimiento y la forma en que se opera el equipo. En lo que se refiere al mantenimiento del equipo, éste consiste básicamente en operaciones de inspección y limpieza en forma periódica, sobre todo a las partes que están más expuestas al fuego, a fin de observar el grado de corrosión e incrustamiento, así como la presencia de moho, de los tubos calentadores, codos de retorno, etc.

Ningún tipo de calentador tiene un período específico de inspección y limpieza, ya que depende de las condiciones de operación y de las características de la emulsión a tratar. Cuando hay presencia de materiales corrosivos o incrustantes, la cámara de combustión interna debe extraerse para su limpieza o reemplazo, dependiendo de sus condiciones. Prácticamente todos los aceites que son tratados contienen ciertas cantidades de lodo y materiales sólidos, por esta razón la mayoría de los calentadores tienen en el fondo una válvula de drene que puede abrirse para eliminar dichos materiales. Otra parte importante es el control del termostato y las condiciones de flujo de la emulsión que entra al tratador.

Existen diferentes formas de operar un equipo de calentamiento, sin embargo, los siguientes pasos son seguros y adecuados para poner en funcionamiento a los equipos de calentamiento:

### Procedimiento de arranque

- Cerrar la válvula de entrada de gas y esperar aproximadamente cinco minutos para eliminar la presencia de éste en el calentador.
- Hacer fluir la emulsión en los tubos de flujo, recirculándola.
- Verificar que el nivel de fluido esté por arriba del serpentín de calentamiento y el termostato.
- Encender un trapo empapado de combustible y mantenerlo cerca del piloto.
- Girar el piloto a la posición de encendido y permitir que arda durante algunos minutos.
- Ajustar el termostato a la temperatura deseada.
- Abrir la entrada de suministro de gas al quemador.

El encender en forma inadecuada un equipo de calentamiento puede provocar accidentes al personal y daños al equipo. Una causa obvia de un tratamiento inadecuado de las emulsiones es que el calentador se apague al estar operando. El piloto puede apagarse ocasionalmente debido al viento o como resultado de un mal ajuste en el suministro de gas combustible.

Otra causa de falla del equipo es un ajuste inadecuado de la relación aire-gas combustible, esta relación debe ser tal que la flama sea de color azul. El piloto debe estar colocado a 1/2 ó 3/4 de pulgada del quemador. Una razón adicional de que falle frecuentemente el quemador es la presión a la que se suministra el gas, cuando ésta es alta apaga el piloto al operar el quemador, para evitar esta situación se recomienda que el regulador de gas sea operado a una presión entre 5 y 10 lb/pg<sup>2</sup>.

### Procedimiento de paro

- Cortar el suministro de gas combustible al calentador.
- Cerrar el piloto.

- Recircular la emulsión en el equipo para disminuir paulatinamente la temperatura en el mismo.
- Cerrar la válvula de entrada de emulsión al calentador.
- Descargar la emulsión.
- Inundar el equipo con agua.

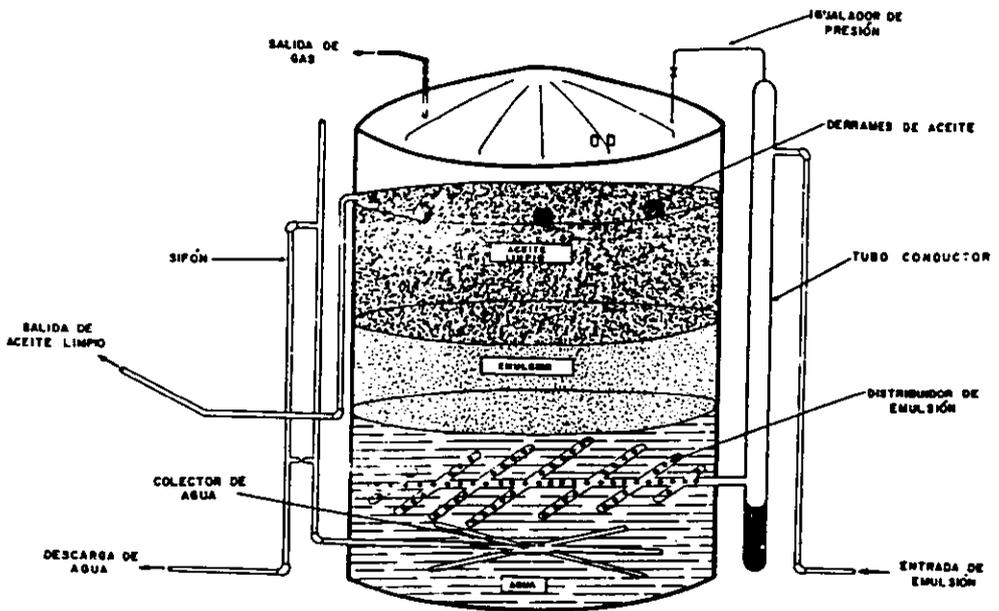
### Control de la temperatura

El control de la temperatura es una parte muy importante en un calentador, si llega a fallar, el calentador quedará funcionando por un tiempo excesivo o dejará de hacerlo antes de lo requerido, ambas situaciones son dañinas. Si el quemador permanece apagado, la emulsión puede enfriarse a tal grado que no pueda ser destruida. En cambio si permanece encendido puede darse un sobrecalentamiento y como consecuencia daños al equipo. Adicionalmente, un calentamiento excesivo de la emulsión resulta en una pérdida real de volumen del aceite tratado al evaporarse algunos componentes ligeros, disminuyendo así su calidad expresada en grados API. Todo lo anterior ocasiona pérdidas económicas, por tal razón es recomendable aplicar operaciones de limpieza e inspección al equipo en forma periódica, a fin de tener un buen control de la temperatura.

### **3.5 Tanques deshidratadores atmosféricos <sup>(8)</sup>**

Un tanque deshidratador es llamado también "Gun Barrel", básicamente es un tanque de asentamiento por gravedad. Este equipo posee un dispositivo en su parte superior para la eliminación del gas separado "flume". Está constituido esencialmente de cinco partes, cada una de las cuales cumple uno o más propósitos específicos, figura 3.9:

- i. **Línea de entrada.** Es el tubo que conduce la emulsión procedente del separador gas - aceite hacia el deshidratador.
- ii. **Tubo conductor.** A través de éste pasa la emulsión antes de entrar al fondo del deshidratador, cumple las siguientes funciones:



TANQUE DESHIDRATADOR GUN-BARREL <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.9

- a) Separa el gas de la emulsión y reduce la turbulencia en el interior del tanque deshidratador.
- b) Sirve como sección de amortiguamiento al disminuirse la presión de entrada de la emulsión.
- c) Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un difusor ubicado en el fondo del tubo conductor.

iii. **Cuerpo del deshidratador.** Éste contiene un volumen de agua en su interior conocido como “colchón de agua”, el cual sirve de lavado a la emulsión.

iv. **Línea de salida de agua,** constituida por un sifón. Ésta tiene dos propósitos:

- a) Proporcionar una salida para el agua separada.
- b) Regular la altura del colchón de agua en el tanque deshidratador.

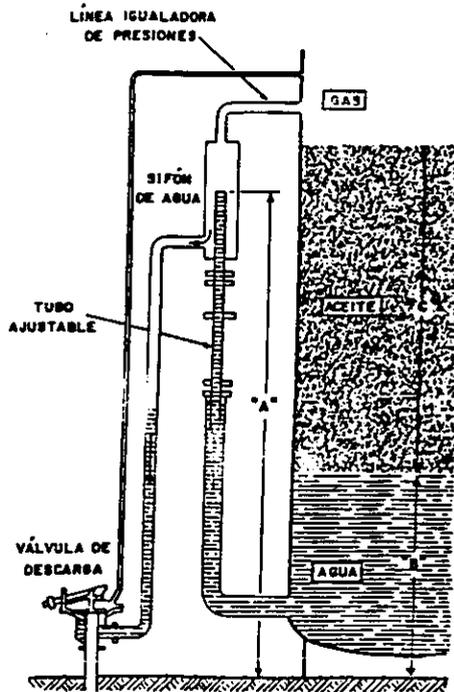
v. **Línea de salida del aceite.** Ésta conduce el aceite limpio del tanque deshidratador al de almacenamiento.

La acción que tiene lugar en un tanque deshidratador consta de dos etapas básicas: lavado y tiempo de asentamiento o residencia. El lavado ocurre en el colchón de agua, mientras que el asentamiento se efectúa en el estrato de emulsión. La altura del colchón se puede variar dependiendo del tipo de emulsión a manejar.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón como el que se ilustra en la figura 3.10, el cual funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo en forma ascendente hasta entrar en el tubo ajustable. El nivel de la interfase se puede modificar cambiando la altura de dicho tubo. A través del tubo igualador se mantiene una misma presión en el tratador y en el sifón. Por lo tanto, el flujo del tratador al sifón depende de los niveles mantenidos en el deshidratador.

Con referencia a la figura 3.10, 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 agua y el aceite en el interior del deshidratador.

Debido a que el agua es más densa que el aceite, una columna de agua "A" menor, equilibra una columna de agua "B" y de aceite "C". Subiendo el tubo ajustable se elevará la interfase agua aceite. Al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama a un tubo de drene, en el cual al alcanzarse una determinada carga hidrostática, automáticamente se acciona una válvula de descarga para permitir la salida de agua.



SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.10

**El tiempo de residencia.** Es el tiempo que la emulsión permanece dentro del tanque deshidratador, desde que entra al tubo conductor, hasta que sale por la descarga en la parte superior del tanque. Durante este tiempo, suceden los siguientes efectos en el interior del tanque: <sup>(19)</sup>

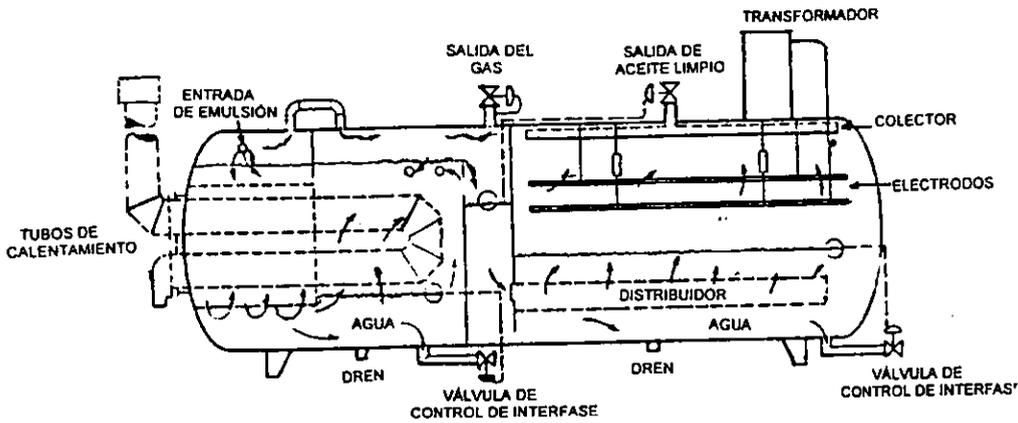
**Efecto de lavado.** Como su nombre lo indica, es el lavado que sufre la emulsión y el aceite durante su ascenso, con el agua del colchón (colchón de agua). Este efecto ayuda a eliminar gran parte de sólidos suspendidos en el aceite y la emulsión, disminuye la salinidad de la fase "aceitosa" y ayuda a debilitar y romper la emulsión que aún prevalece en la masa de aceite. La altura adecuada del colchón de agua depende de las características de la emulsión y se puede determinar con buena precisión por ensayo y error con equipos deshidratadores a escala piloto. <sup>(19)</sup>

**Efecto de asentamiento.** Se refiere al descenso de las gotas de agua de la fase aceite hacia el colchón de agua. Este efecto se rige por la Ley de Stokes descrita en el capítulo anterior. El asentamiento tiene lugar durante el tiempo que tarda el aceite en ascender desde la interfase agua-aceite hasta el nivel de la descarga de aceite. Este tiempo determina las dimensiones del tanque deshidratador y se obtiene a partir de "pruebas de botella". <sup>(19)</sup>

### **3.6 Equipos tratadores convencionales <sup>(1)(4)(8)(19)</sup>**

Un tratador convencional, llamado también "tratador de emulsiones", es un equipo que combina prácticamente todos los elementos que intervienen en el tratamiento de emulsiones. Cuando en el proceso se usan reactivos químicos y calor, se le llama "tratador termoquímico", cuando además se aplica electricidad a fin de acelerar el proceso de deshidratación, se le conoce como "tratador termoelectroquímico". Ver figura 3.11. Dependiendo de los requerimientos del proceso, un tratador convencional puede diseñarse de tal manera que en una misma unidad puedan incluirse uno o todos los elementos siguientes:

- i. Eliminación de agua libre.
- ii. Sección de calentamiento.
- iii. Sección de agua de lavado.
- iv. Sección de filtrado.
- v. Sección de intercambio de calor.
- vi. Sección de campo electrostático.



TRATADOR TERMoeLECTROQUÍMICO

FIGURA 3.11

Pueden hacerse muchas modificaciones al principio básico de diseño de los tratadores. Esto es, algunas de las funciones pueden ser de mayor importancia que otras, dependiendo de las características de la emulsión (base de diseño). Por ejemplo, un tratador térmico puede tener una gran capacidad de eliminación de agua o baja adición de calor y puede o no tener una sección de filtración. Un tratador puede diseñarse para trabajar bajo ciertas condiciones y manejar diversos volúmenes de emulsión, algunos son diseñados para operar bajo condiciones climáticas extremadamente frías, otros para tratar aceites con alto contenido de espuma, etc.

La selección del equipo de tratamiento adecuado para ciertas condiciones de operación es una decisión con cierto grado de complejidad, pues para llevarse a cabo, deben analizarse previamente varios factores involucrados en el diseño del equipo.

Los equipos de tratamiento convencionales pueden operar a presión atmosférica (gun barrel), aunque también trabajan a ciertos niveles de presión, entre 50 y 100 lb/pg<sup>2</sup> (vasijas termoquímicas y electrostáticas). Pueden ser horizontales o verticales y como se mencionó anteriormente, es adecuado eliminar previamente el agua libre de la emulsión a tratar.

### **Tratadores horizontales** <sup>(8)(19)</sup>

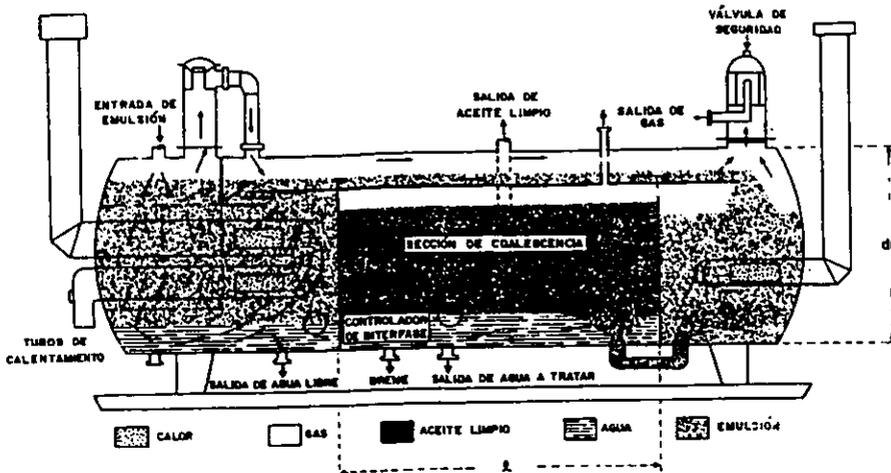
Los equipos convencionales de tratamiento de tipo horizontal, figura 3.12, operan en forma similar a los tratadores verticales. Luego que se agrega reactivo a la emulsión, ésta es enviada al tratador pasando a través del intercambiador de calor, de ahí desciende hacia el interior del recipiente y pasa a través de la sección de calentamiento la cual se encuentra inundada con agua.

El agua que no está emulsionada se asienta en el fondo, de donde se descarga por medio de una válvula para su tratamiento y desecho. La emulsión fluye hacia arriba y luego en forma horizontal a la segunda sección donde se separan el agua y el aceite.

Generalmente los tratadores horizontales tienen una sección de asentamiento mayor que los verticales, son más económicos y pueden instalarse más fácilmente, aunque ocupan mayor espacio. Un tratador horizontal es similar a un tratador vertical, ya que ambos constan de las mismas partes y realizan las mismas funciones. La principal diferencia entre ellos consiste en la forma de controlar el nivel de la interfase

agua-aceite. En un tratador horizontal se utiliza un control de nivel tipo flotador, en cambio en uno vertical dicho control se mantiene por medio de una columna variable de agua (sifón).

La decisión de utilizar un tratador vertical o uno horizontal, tiene varios aspectos que deben analizarse. El primero es la altura de la columna de líquido, a través de la cual deben caer las partículas de agua para separarse del aceite. También la eficiencia de asentamiento está íntimamente relacionada con el área de la interfase agua-aceite. La rapidez con que el aceite limpio se separa de la interfase determina la eficiencia del asentamiento. Por otra parte, a mayor área de interfase se contará con una mayor capacidad del recipiente, por esta razón los tratadores horizontales tienen mayor capacidad que los verticales. El área de la interfase en un recipiente vertical está limitada por su diámetro, en cambio, en uno horizontal depende del tamaño de la sección de coalescencia dentro del equipo.



TRATADOR CONVENCIONAL TIPO HORIZONTAL (B)

FIGURA 3.12

## **Tratadores verticales** <sup>(8)(19)</sup>

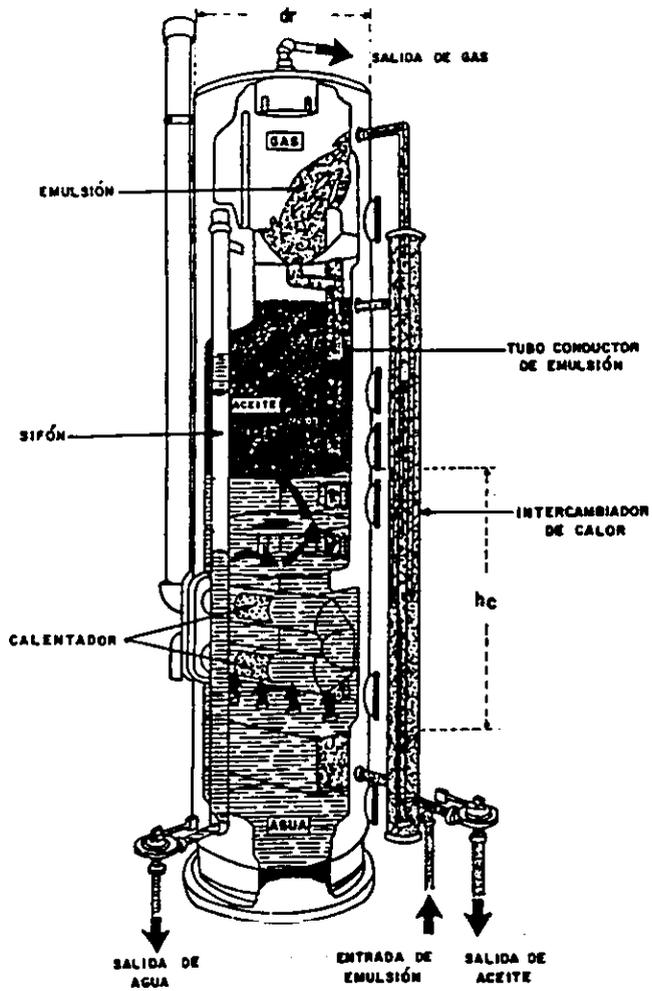
En un tratador vertical convencional, como el que se ilustra en la figura 3.13, la emulsión usualmente pasa a través de un intercambiador de calor, donde es precalentada por el aceite limpio que sale del tratador, de ahí entra al recipiente y cae hacia el fondo a través de un bajante (tubo conductor), distribuyéndose uniformemente por medio de un difusor. En esta parte el agua libre se asienta en el fondo del recipiente y la emulsión fluye en forma ascendente a través del colchón de agua, el cual sirve como un medio de lavado. A su vez, se eleva la temperatura a la emulsión por medio de un tubo de calentamiento colocado en el interior del tratador, como se puede ver en la misma figura.

El efecto de lavado del agua, en conjunción con la acción del calor, facilita en gran parte la separación del agua emulsionada en el aceite. El agua producto del rompimiento de la emulsión es drenada hacia el fondo del recipiente a contraflujo del aceite y de ahí fluye hacia la línea de descarga, la cual es controlada por una válvula que se encuentra en el exterior del equipo. El aceite limpio fluye hacia la parte superior hasta alcanzar la línea de salida del tratador, pasando nuevamente por el intercambiador de calor, quedando en condiciones de enviarse a un tanque de almacenamiento, mientras que el agua drenada se traslada hacia un sistema de tratamiento y desecho.

La sección de asentamiento de agua en un tratador vertical ocupa aproximadamente un 60% de la columna dentro del recipiente, mientras que la sección de aceite y gas ocupa el 40% restante.

La altura de la interfase entre el agua y el aceite generalmente se controla por medio de un sistema de sifón. Aunque ésta no requiere ajustarse en forma muy frecuente, en algunos tratamientos es necesario que dicha altura se incremente o disminuya. El ajuste de nivel se realiza en el sifón: subiendo la altura de este aumenta la de la interfase y viceversa. En algunos tratadores un niple ajustable que puede colocarse en la línea de descarga del agua, permite controlar la altura del sifón.

Los intercambiadores de calor son incorporados a muchos modelos de equipo de tratamiento, así la emulsión es precalentada por el calor transferido del aceite limpio que sale del tratador.



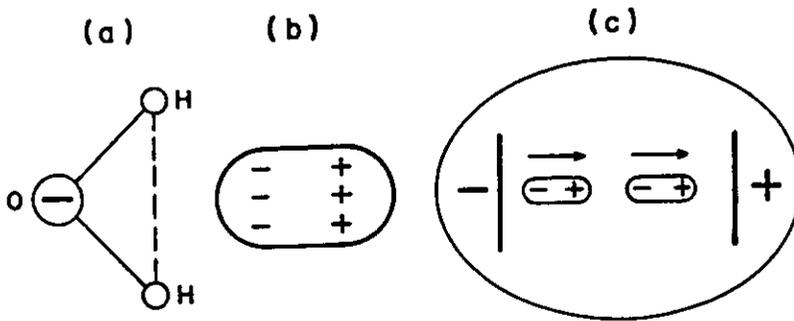
TRATADOR CONVENCIONAL TIPO VERTICAL <sup>(8)</sup>

FIGURA 3.13

## 4. TRATADORES ELECTROSTÁTICOS

### 4.1 Efecto del campo eléctrico

El tratamiento del crudo por medios electrostáticos es otra forma de acelerar el efecto de asentamiento de las partículas de agua por acción de la gravedad. La fuerza de atracción entre partículas de agua, resultante de sus dipolos inducidos en un campo de corriente alterna "AC" o corriente directa "DC", es el mecanismo que origina la separación de líquidos dispersos en líquidos continuos, como resultado de la aplicación de un campo eléctrico, como es el caso del agua y aceite. A este mecanismo se le conoce como coalescencia dipola, la base para dicha coalescencia o unión eléctrica de las gotas la proporciona la propia molécula de agua, es decir, la unión de una parte de Oxígeno y dos de Hidrógeno configuran un campo eléctrico (dipolo), figura 4.1. <sup>(11)(16)(32)</sup>



COMPOSICIÓN Y POLARIDAD DE UNA MOLÉCULA DE AGUA <sup>(5)</sup>

FIGURA 4.1

El campo eléctrico es el medio más efectivo para separar mezclas de cierto tipo de sustancias de otras, tales como: sólidos de gas, líquidos de gas, sólidos de líquidos y líquidos dispersos en líquidos de fase continua, como es el caso del agua dispersa en el aceite. Esta última aplicación es una forma común de tratamiento del aceite en el proceso de deshidratación.

Básicamente un tratador electrostático está constituido por un recipiente que opera a presión y en su interior se localiza un sistema de electrodos de tipo rejillas (placas paralelas), los cuales se encuentran inmersos en el aceite emulsionado y están soportados por aislantes de alto voltaje, así como una fuente de energía.<sup>(5)(11)</sup>

La acción del efecto eléctrico llevado a cabo en un deshidratador electrostático, desde la entrada de la emulsión a la vasija hasta la salida del aceite limpio de la misma, se verá a detalle en el siguiente inciso.

Existen varios factores que deben considerarse en la coalescencia eléctrica:

1. La fuerza entre las gotas.
2. Gradientes críticos de voltaje.
3. Dispersión de las gotas.

### Fuerza entre las gotas

La fuerza entre las gotas depende de varias características de un sistema particular. Ésta se puede establecer matemáticamente por la siguiente ecuación, Ley de Coulomb:<sup>(11)(16)(32)</sup>

$$F = (k E^2 d^6) / s^4$$

Donde:

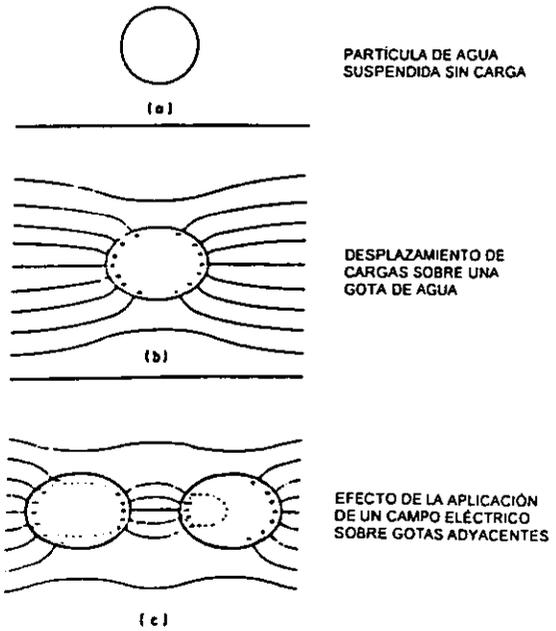
- F = Fuerza de atracción de las gotas.
- k = Constante del sistema.
- E = Gradiente de voltaje.
- d = Diámetro de la gota.
- s = Distancia entre las gotas.

Si queremos incrementar la fuerza entre las gotas de agua para ayudar a la coalescencia, debemos tomar en consideración lo siguiente:

- a) incrementar el gradiente de voltaje,
- b) incrementar el diámetro de la gota, o
- c) disminuir la distancia entre las gotas.

## Gradientes críticos de voltaje

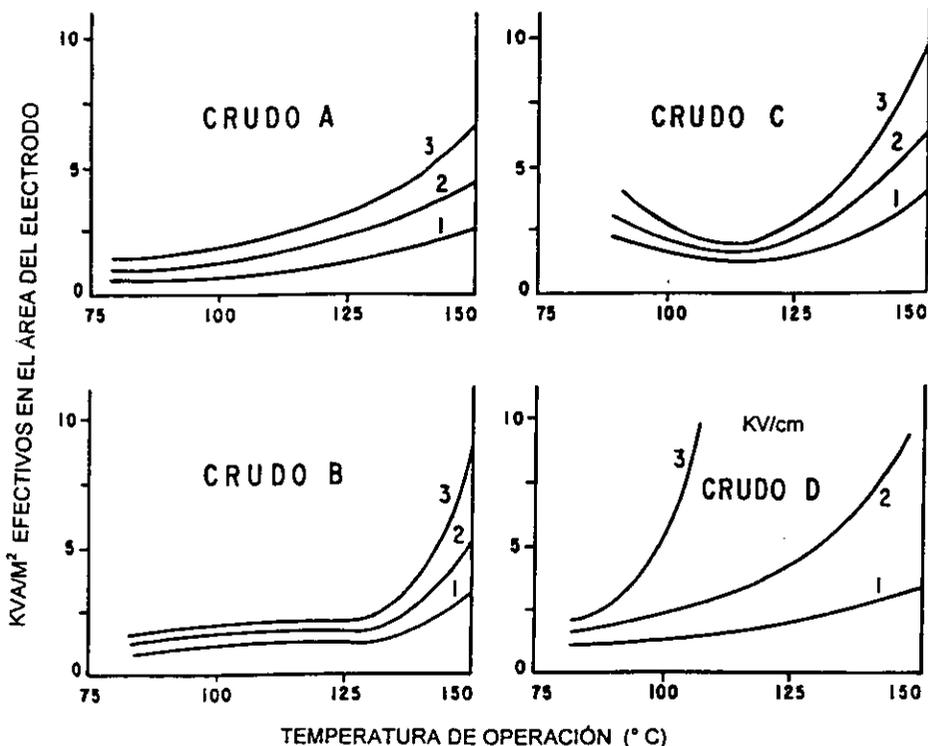
Un factor importante que se debe considerar en la coalescencia eléctrica, concierne a la reacción que presentan las gotas de agua al aumento ilimitado de un gradiente de voltaje ( $E$ ). Mismo que si se incrementa más allá de un cierto voltaje crítico ( $E_c$ ) peculiar a la gota, ésta se deformará suficientemente hasta romper su película en un punto crítico. Se puede observar en la parte inferior de la fotomicrografía, figura 4.2 c, cómo la gota más grande se deformó al final de un punto, en ese momento pequeñas gotas son redistribuidas del extremo de la gota debido a la excesiva fuerza aplicada. Evidentemente el voltaje  $E_c$  particular de la gota ha sido excedido.<sup>(5)</sup>



EFFECTO DE UN CAMPO ELÉCTRICO  
SOBRE UNA GOTA DE AGUA EMULSIONADA<sup>(5)</sup>

FIGURA 4.2

Comúnmente los gradientes aplicados van de 0.5 a 5.0 kV/cm, los valores fuera de este rango conducen a una eficiencia marcadamente reducida. No necesariamente altos gradientes generan mayor eficiencia en el rompimiento de las gotas grandes, figura 4.3. <sup>(5)</sup>



CAPACIDAD ELÉCTRICA DEL DESALADOR VS. TEMPERATURA DE OPERACIÓN (° C) Y GRADIENTE DE VOLTAJE APLICADO (kV/cm). CRUDO A RESPONDE DE MANERA NORMAL. LA MOVILIDAD IÓNICA INCREMENTA CON LA TEMPERATURA Y EL GRADIENTE. CRUDO B MUESTRA UN INCREMENTO MARCADO A UNA TEMPERATURA EN PARTICULAR Y POR LO TANTO INCREMENTA RÁPIDAMENTE CON EL GRADIENTE. CRUDO C MUESTRA EL EFECTO DE SILLA A UNA TEMPERATURA ÓPTIMA PARA LA COALESCENCIA DE LA EMULSIÓN Y CARGA MÍNIMA. CRUDO D CASO SEVERO DE SENSIBILIDAD DE GRADIENTE.

FIGURA 4.3

La coalescencia en un campo eléctrico de dipolos inducidos se puede llevar a cabo en un sistema de corriente alterna "AC" o corriente directa "DC" y ocurre en el espacio entre los electrodos. Estudios han demostrado que el gradiente crítico de voltaje para una gota particular se puede expresar por la siguiente ecuación:

$$E_c = k \sqrt{T/d}$$

Donde:

- Ec = gradiente crítico de voltaje
- k = constante del sistema
- T = tensión interfasial
- d = diámetro de la gota.

A medida que ocurre la coalescencia y el diámetro de la gota crece cada vez más, el voltaje crítico crece poco a poco. Ec no debe ser excedido antes de la caída de la gota en un campo de alto voltaje, de otro modo se puede presentar la redistribución de las gotas más pequeñas; mismas que serán mucho más difíciles de lograr su coalescencia.<sup>(5)</sup>

### Dispersión de las gotas

Otro factor que se debe tomar en cuenta, concierne con la dispersión de las gotas en la emulsión a medida que ocurre la coalescencia, ya que la mayoría de las gotas al combinarse con otras, llegan a un tamaño crítico y caen fuera de la emulsión, disminuyendo así la cantidad de gotas dentro de la misma, con lo que se alcanza un límite donde no pueden ser atraídas entre sí más gotas para su coalescencia.

La floculación y coalescencia de esta dispersión más difusa de gotas requiere que ellas sean atraídas dentro de una asociación íntima por el flujo irregular de la fase continua. En los tratadores electrostáticos, este movimiento resulta del flujo hidráulico turbulento al entrar la emulsión al recipiente, corrientes de convección termalmente inducidas, y del bombeo eléctrico del líquido por campos accidentalmente no-homogéneos hacia la estructura de los electrodos. El mecanismo de interacción del campo continúa y promueve la condensación de la fase de agua hasta que éste disminuye o se atenúa, ello ocurre cuando la distancia entre las gotas es aproximadamente 8 diámetros, a ese tiempo la fase residual dispersa es menor de 0.2 %.<sup>(5)(11)(16)(32)</sup>

Una fuerza no puede ser excedida más allá de un límite para atraer las gotas que permanecen en la emulsión. Esto puede demostrarse matemáticamente reescribiendo la ecuación de Coulomb de la siguiente forma:

$$F = k E^2 d^2 (d/s)^4$$

Los términos  $d$  y  $s$  están elevados a la cuarta potencia. El término  $d/s$  nos da idea de cómo se alcanza una distancia límite entre las gotas dispersas para que sean atraídas entre sí, es decir, la distancia entre las gotas ( $s$ ) se incrementa más rápidamente que el diámetro de la gota ( $d$ ), por lo tanto  $d/s$  tiende a cero como límite. Como  $d/s$  tiende a cero, la fuerza entre las gotas se aproxima a cero. Resumiendo, la fuerza límite mayor de coalescencia que puede aplicarse por incremento del campo eléctrico es establecida por aquella en la cual se causaría la dispersión de las gotas.<sup>(16)</sup> La interacción de un campo y dipolos inducidos se ilustra en la figura 4.2.<sup>(5)(11)</sup>

La figura 4.2 a) indica una partícula suspendida sin carga. Una gota de un líquido suspendida en otro líquido asume una forma perfectamente esférica si no hay fuerzas externas que activen ésta.

La figura 4.2 b) muestra el desplazamiento de cargas sobre una sola gota "dipolo inducido", por la aplicación de un campo de alto voltaje. Los polos son igualmente atraídos en direcciones opuestas, es decir, cargas positivas en la gota precipitan al final de la misma hacia los electrodos negativos del campo eléctrico externo y viceversa. La fuerza neta sobre la gota es cero y no hay ningún movimiento más que elongación, la gota se distorsiona en forma elíptica.

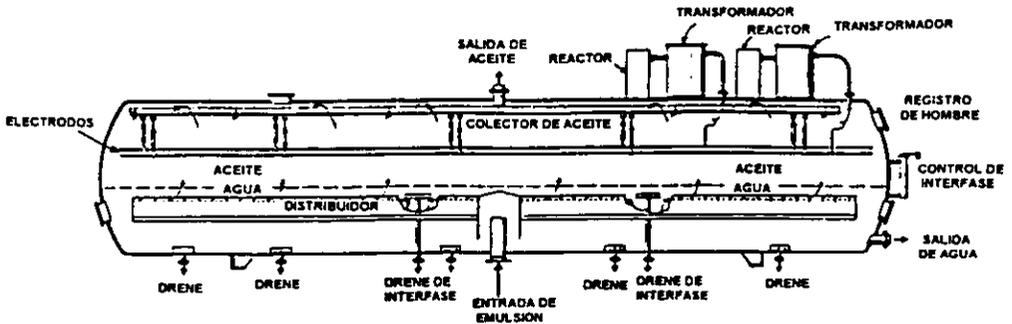
La figura 4.2 c) representa el efecto de la aplicación de un campo eléctrico sobre partículas adyacentes separadas por unos cuantos radios. Se observa que esas dos gotas tienen una atracción eléctrica entre sí, el extremo negativo de una gota está más cerca del extremo positivo de la otra, por lo que hay una fuerza de atracción entre las dos que tiende a juntarlas.<sup>(16)(32)</sup>

#### 4.2 Descripción del equipo y proceso de deshidratación electrostática.

Un tratador como el que se ilustra en la figura 4.4, comúnmente se conoce como "tratador electrostático", el cual no rompe la emulsión aceite crudo - agua únicamente con la aplicación de electricidad sino que es necesario, en la mayoría de los casos, adicionar agentes químicos y calor. Una vasija electrostática es, de hecho, un equipo de tratamiento horizontal convencional, al cual se le aplica corriente eléctrica de alto voltaje por medio de unas rejillas (electrodos) colocados en la sección de asentamiento en el interior del recipiente, creando de esta forma, un campo eléctrico en el área comprendida entre los dos electrodos, como se puede observar en la misma figura.<sup>(1)(8)</sup>  
(19)

La dirección de flujo que sigue la emulsión para su tratamiento es la misma de un equipo de tratamiento termoquímico horizontal, pero en lugar de que la emulsión pase por la sección de calentamiento, entra en la región de un campo eléctrico. La entrada de

la emulsión al tratador es homogénea y las gotas de agua son aleatoriamente distribuidas por todas partes de la fase continua, a través de un distribuidor de alta velocidad, apartadas aproximadamente en promedio dos diámetros.

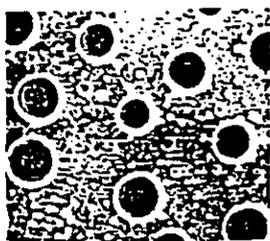


TRATADOR ELECTROSTÁTICO <sup>(32)</sup>

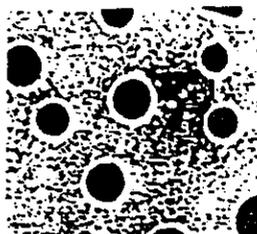
FIGURA 4.4

Las gotas responden casi instantáneamente a la influencia del campo eléctrico, como lo muestra la figura 4.5. Las gotas individuales, impulsadas por la acción interior del campo resultante y su desequilibrada distribución de cargas, chocan con otras gotas que se mueven opuestamente bajo sus respectivas fuerzas impulsoras, es decir, la colisión y coalescencia de gotas se lleva a cabo por una atracción dipola inducida entre ellas mismas. <sup>(5)(32)</sup>

### FOTOMICROGRAFÍA DE GOTAS COALESCIENDO EN UN CAMPO ELECTROSTÁTICO



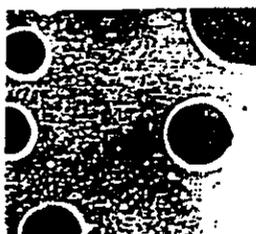
a) Contenido inicial de agua en una emulsión de petróleo crudo



b) 0.0056 segundos después de la aplicación del voltaje



c) 0.0133 segundos después de que el voltaje se aplicó



d) 0.056 segundos después de aplicarse el voltaje



e) 0.081 segundos después de aplicarse el voltaje



f) 0.083 segundos después de aplicarse el voltaje  
Coalescencia completa

FIGURA 4.5 <sup>(5)</sup>

El campo eléctrico aplicado origina concentración de cargas, elongación de las gotas en esferoide oblate (alargado de los polos) y fomenta el contacto agua-agua debido a la proximidad entre los polos de las gotas de agua. Si la fuerza de atracción eléctrica aplicada es suficiente para apartar la fase continua de entre las gotas de agua y permitir que las fuerzas de atracción intermolecular del sistema agua-agua sean efectivas, las gotas de menor tamaño se concentrarán formando gotas más grandes, las cuales se precipitarán hacia el fondo del recipiente por efecto de gravedad. El aceite limpio continúa fluyendo en forma ascendente hacia la línea de salida localizada en la parte superior del equipo y de ahí es enviado hacia el tanque de almacenamiento. <sup>(5)</sup>

### Elementos primarios eléctricos de un deshidratador electrostático.

1. *Fuente de poder o transformador*, convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase 220 a 480 volts, 50 ó 60 ciclos) al voltaje requerido en la alimentación de los electrodos de carga.
2. *Electrodos inferiores o de carga*.
3. *Electrodos a tierra*, permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga en la sección correspondiente dentro de la vasija. <sup>(2)</sup>

Los electrodos generalmente están arreglados de tal manera que su área de sección transversal es perpendicular al flujo de los fluidos y en algunos diseños la distancia entre ellos es ajustable, tanto que el voltaje aplicado se puede variar de acuerdo a los requerimientos particulares de la emulsión en tratamiento<sup>3</sup>. Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y emulsiones de alta conductividad eléctrica, los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica. <sup>(2)</sup>

Cuando se trata un aceite crudo de alta viscosidad y alta densidad relativa, la emulsión debe distribuirse uniformemente debajo de los electrodos de carga para producir satisfactoriamente la separación del agua de la fase de aceite. Para esto, los electrodos deben ser estructuras de tipo abierto (malla de acero), de pequeña área para limitar el consumo de energía eléctrica.

La vasija de tratamiento debe además estar provista de interruptores de corriente y de un sistema de flotación para regular el nivel de líquido dentro de la misma, asegurando así que el nivel de agua descienda lo mayor posible de los electrodos, dejándolos descubiertos para prevenir daño a la vasija.

Con los deshidratadores electrostáticos es posible usar temperaturas inferiores a las usadas en otro tipo de tratadores, por lo que se podrán tratar emulsiones a la temperatura de flujo sin necesidad de adicionar calor. Entre más bajas sean las temperaturas de tratamiento menor será el combustible necesario para el calentador,

con lo que se reducirán los problemas de incrustación y corrosión, principalmente en la sección de calentamiento y, lo más importante, menor riesgo de pérdida de volumen y gravedad API en el aceite tratado debido a alta temperatura. La temperatura de tratamiento adecuada para este tipo de tratadores se determina con la gráfica de la figura 2.7, en función de la densidad del crudo.<sup>(2)(19)</sup>

En los campos petroleros es común que la mayor parte del agua contenida en la emulsión se separe por la acción de los agentes químicos y el calor. En esta forma, el porcentaje de agua en el aceite antes de entrar al deshidratador electrostático, es muy bajo, aproximadamente de 1 a 5 % en volumen. De esta manera, la acción del campo eléctrico sobre la corriente del líquido es de poca intensidad, debido a que el aceite es mal conductor de la corriente eléctrica (dieléctrico).

Un amperímetro es parte de la instalación eléctrica de un tratador que indica la corriente fluyendo entre las rejillas eléctricas, su lectura es muy importante para la operación adecuada del recipiente. Dado que el aceite no es buen conductor, la cantidad de corriente eléctrica que fluye entre los electrodos dependerá de la cantidad de agua prevaeciente en el mismo, es decir, gran cantidad de agua permitirá más flujo de corriente y viceversa. Si el contenido de agua es bajo, la corriente eléctrica entre las rejillas es muy baja y por consiguiente el consumo eléctrico no representará mayor gasto.

Un incremento en la lectura del amperímetro bajo condiciones normales de operación se puede deber a:<sup>(8)</sup>

1. Disminución o suspensión de la inyección del agente químico desemulsificante o una aplicación excesiva del mismo.
2. Calentamiento insuficiente de la emulsión, debido a una baja temperatura en la sección de calentamiento.

Si el nivel de agua se eleva hasta las rejillas se creará un corto circuito y el consumo de corriente eléctrica se incrementará, la lectura del amperímetro saltará a lo más alto de la escala y se escuchará un sonido silvante dentro del recipiente. La corrección para esta condición es bajar manualmente el nivel del agua, ya sea abriendo el drené o manteniendo abierta la válvula de descarga.

Al igual que todos los sistemas de tratamiento, los tratadores electrostáticos son muy sensitivos al nivel del agua. Los recipientes horizontales manejan menor cantidad de agua y columna de aceite que los verticales, ello significa que las cargas efectivas de líquidos en uno y en otro son diferentes, dependiendo de la altura o peso de la columna de agua o de emulsión. Las vasijas electrostáticas normalmente se operan a presiones mayores que la atmosférica, debiendo tener cuidado con la presión interna para evitar manejar el recipiente en "seco".

En el siguiente capítulo se verá la descripción de los componentes internos y externos de un tratador electrostático, así como las fallas más comunes y su respectiva acción correctiva.

### **4.3 Proceso de desalado electrostático.** <sup>(10)(14)(16)</sup>

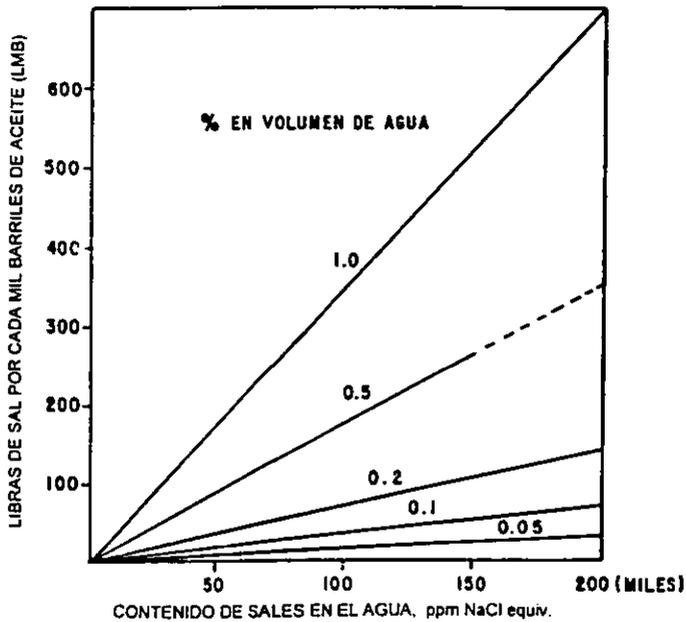
El tratamiento de las emulsiones agua-aceite comprende la deshidratación y desalado del aceite crudo producido. Sin embargo, el término desalado ha sido aceptado dentro de la industria petrolera para introducir el proceso electrostático en la remoción de contaminantes del aceite crudo, como son sales, sólidos y agua, antes de su refinación, por varias razones, algunas de ellas ya se han mencionado.

El desalado se puede considerar una segunda etapa del proceso de deshidratación, en la cual se separan las diminutas gotas de salmuera emulsionadas en el crudo y consecuentemente se reduce el contenido de sales. Un concepto importante que se debe tener presente en el "desalado" es que las sales en el aceite crudo están disueltas en el agua asociada con éste, es decir, no hay sal cristalina presente en el crudo, su aparición en esa forma es muy remota, por lo que el contenido de sal es una función del contenido de agua en el aceite, factor clave en la determinación del contenido de sal, ver apéndice B.

Normalmente el agua que está en el crudo a tratar es la que viene junto con él desde su extracción o es traída accidentalmente en su transportación por ductos, tanques, barcos, pipas o cambiadores de calor. Sin embargo, cuando utilizamos el término "desalado" está indicando que el agua adicional es agregada intencionadamente al aceite crudo, esta agua es relativamente "dulce" en comparación con la salmuera asociada al mismo. De acuerdo con los resultados de campo, generalmente la cantidad de agua de lavado y dilución es de 2 a 3 veces el volumen de agua residual, o del 2.0 al 10 % en volumen de la corriente del crudo, no obstante, la relación se debe determinar con base en:

1. Salinidad del agua residual.
2. % del agua residual en la deshidratación, normalmente entre 0.2 a 2.0 % (0.05 a 0.1% en equipos empleados por PEMEX) <sup>(31)</sup>.
3. Salinidad del agua de dilución, una buena salinidad es del orden de 3 000 ppm o menos.
4. Eficiencia de mezclado del agua de dilución con la emulsión, del orden de 65 % a 85 % es bastante buena.
5. Contenido de sal requerido después del tratamiento, generalmente 10 LMB (30 LMB en equipos empleados por PEMEX) <sup>(31)</sup>.

La salinidad residual depende de la concentración de sales en la salmuera. En la figura 4.6 se grafica el contenido de sales en ppm (partes por millón) y LMB (Libras de sal por cada mil barriles de aceite tratado).



EL % EN VOLUMEN ESTABLECIDO, ES EL CONTENIDO DE AGUA EN EL ACEITE

FIGURA 4.6

En un proceso de desalado se mezcla agua de lavado (agua baja en contaminantes) con aceite crudo dentro de la vasija, por medio de una válvula especial de mezclado que dispersa el agua entrante en gotas extremadamente pequeñas, formando una mezcla agua-aceite, misma que se conduce a baja velocidad dentro de la vasija hacia el campo eléctrico, que causa la separación del aceite y el agua. Es decir, las gotas de agua de lavado se unen con gotas propias de la salmuera para formar gotas más grandes, las cuales son separadas del aceite crudo por la aplicación de un alto voltaje eléctrico y acción de la gravedad, proceso llamado "precipitación electrostática". Si no se adicionara agua de lavado al aceite en tratamiento, el volumen total de agua que viene junto con el crudo podría ser insuficiente para lograr un buen desalado por más que ocurra la precipitación. En otras palabras, la adición de agua de lavado al aceite crudo incrementa el volumen total de agua en el mismo, permitiendo la remoción de contaminantes a través de la precipitación electrostática de las gotas de agua.

Se puede adicionar un químico clorificante de agua (desemulsificante) al aceite crudo no tratado, antes de la válvula de mezclado, bien puede ser en la succión de la bomba o en un punto seleccionado. El desemulsificante ayudará a reducir la cantidad de aceite desalojado con el agua efluente del equipo tratador y también provocará la separación de las gotas de agua dispersas en el aceite crudo.

#### Proceso de deshidratación en dos etapas. (14)(16)

Hasta ahora se ha enfocado la deshidratación del crudo empleando sólo una vasija de tratamiento, pero en algunos casos en los que se requiere mayor afinación, será necesario entonces emplear dos vasijas de tratamiento conectadas en serie, arreglo comúnmente llamado "tren de tratamiento" o "tratamiento en dos etapas".

Un proceso de deshidratación en dos etapas reduce adicionalmente las impurezas del aceite crudo. Este tratamiento se recomienda donde las especificaciones de refinación son muy estrictas. El proceso que sufre la mezcla aceite crudo - agua en un equipo deshidratador en dos etapas es llevado a cabo de la misma manera que cuando se usa una sola vasija electrostática, con la variante de la inyección de agua "dulce" de lavado (colchón de agua) que se adiciona a la corriente de entrada del aceite crudo antes de la primera etapa, esta agua se obtiene del agua efluente de reciclado que sale de la segunda etapa. La mezcla aceite - agua pasa a través de una válvula especial de mezclado antes de entrar a la primera etapa, una vez mezclados entran al fondo de la vasija hasta llegar a un dispositivo diseñado especialmente para proporcionar un gasto uniforme en el interior del recipiente, llamado distribuidor. El flujo llega a un campo eléctrico creado entre dos electrodos dentro del recipiente, el campo se genera por la aplicación de un alto voltaje a través de transformadores instalados en el exterior de cada una de las vasijas. Cuando la mezcla aceite-agua cae bajo la influencia del campo eléctrico aplicado, las gotas de agua coalescen y precipitan hacia el fondo, llevando el mismo proceso visto en el caso de una sola vasija.

Un controlador de interfase conectado a un "indicador de nivel" en la interfase agua-aceite dentro de la vasija, determina la cantidad de agua permitida en la primera etapa, dentro de especificaciones de operación. El agua sale de la primera etapa a través de una línea de agua efluente. El aceite tratado en esta etapa sale a través de una tubería colectora instalada en la parte superior dentro del recipiente.

El aceite tratado en la primera etapa de desalado se canaliza hacia la segunda, no sin antes agregar agua "dulce" de lavado al aceite crudo, la cual se obtiene de una fuente externa al equipo de tratamiento. Ya en la segunda etapa, el aceite y el agua pasan a través de una válvula de mezclado donde se crea una emulsión, misma que fluye hacia el distribuidor de baja velocidad en el fondo del recipiente. De ahí, la mezcla al ser distribuida por todo su interior llega a hacer contacto con el campo eléctrico aplicado. El agua y contaminantes caen al fondo del recipiente y son drenados al exterior del mismo, donde el agua efluente es utilizada como agua de lavado en la primera etapa. El aceite tratado sale a través de un colector instalado en la parte superior dentro de la vasija. Un controlador de interfase mantiene el nivel de agua necesario en el recipiente en la segunda etapa.

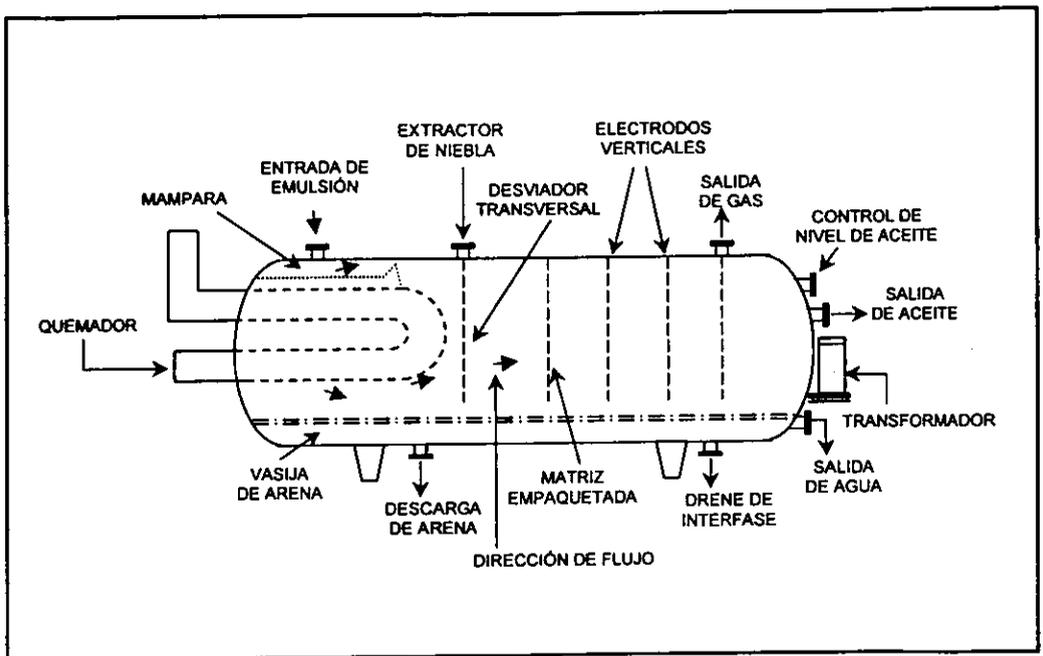
#### **4.4 Tratadores electrostáticos de electrodos verticales.**<sup>(29)</sup>

##### Nueva tecnología.

Hoy en día el tratamiento del aceite crudo cuenta con una novedosa tecnología que promete llevar a buen término la deshidratación y desalado del crudo, de acuerdo con los requerimientos planteados, obteniendo así características favorables del crudo tanto para su refinación o venta. Estos equipos son planeados y diseñados individualmente con partes internas apropiadas, según las necesidades y condiciones del proceso de tratamiento, ya sean Separadores de agua libre (FWK), Tratadores y Desaladores. De entre los mecanismos internos para llevar a cabo el tratamiento del aceite se tienen: la acción mecánica, calentamiento, sección de coalescencia y asentamiento, y efecto eléctrico. Respecto a este último se tiene la innovación de una exposición múltiple a la acción de un campo eléctrico por medio de varias rejillas verticales en el interior de una vasija horizontal, diseñadas propiamente por la firma fabricante y que en conjunción con otros componentes internos de vasijas electrostáticas asegura un tratamiento más efectivo del aceite crudo, figura 4.7.

##### Tratamiento electrostático con vasijas de electrodos verticales.<sup>(29)</sup>

El equipo de tratamiento electrostático con rejillas verticales, llamado por la firma fabricante como "Tratador termo-electromecánico con rejillas verticales", es en realidad una vasija horizontal tradicional que cuenta con características que son lo último en diseño que permiten reducir al mínimo el porcentaje BS Y W (sólidos sedimentables y agua), ya que combina la acción mecánica con la ventaja adicional de un tratamiento electrostático. El diseño de este equipo también tiene la ventaja de emplear en el



TRATADOR TERMOELÉCTRICO CON REJILLAS VERTICALES

FIGURA 4.7

proceso de tratamiento un patrón de flujo horizontal a través de la vasija, sin que impida la separación vertical del agua y otras impurezas del flujo de aceite. Las rejillas siendo verticales, eliminan el contacto de aceite limpio tratado con cualquier formación que pudiera presentarse en la interfase aceite-agua de la corriente de entrada, como sucede en un tratador electrostático con rejillas horizontales. También permiten una múltiple exposición a campos electrostáticos. Un refuerzo adicional al tratamiento puede obtenerse con la adición en sus internos del componente llamado "matrix packing" que mejora la separación de los líquidos por medio de efectos mecánicos.

Los componentes internos de una vasija de este tipo, son los siguientes:

- a) **Cubierta de entrada.** Reduce a un mínimo la cantidad de agua libre en contacto con el tubo de fuego al tiempo que inicia la separación del gas, aceite y agua.
- b) **Desviador longitudinal.** Empleados en diseños de tratadores termales con doble tubo de fuego, provistos de un control individual para cada uno de ellos, así como de trayectorias diferentes para el gas, aceite y agua, asegurando el mínimo contacto de agua con los tubos de fuego.
- c) **Desviador transversal.** Empleados en tratadores termales tanto en diseños de uno y dos tubos de fuego. Separan la sección de calentamiento de la sección de asentamiento y coalescencia, proporcionan un punto de control para los tubos de fuego. Están provistos de trayectorias diferentes para el gas, aceite y agua dentro de la sección de coalescencia.
- d) **Tubos de fuego.** Su función es elevar la temperatura del aceite crudo y obtener una adecuada viscosidad de tratamiento. El tamaño y número de tubos de fuego dependerá del total de energía calorífica requerida.
- e) **Extractor de niebla.** Eliminan líquidos de la corriente de gas del flujo de aceite, para lograr una distribución uniforme y una elevación apropiada del flujo de aceite a través de la sección transversal de la vasija.
- f) **Desviador de difusión.** Distribuye un flujo uniforme a través de la sección transversal del colchón de aceite. Están provistos de un espacio para el gas y de un eliminador de espuma o nata en la interfase gas/aceite.
- g) **Sistema de rejillas eléctricas verticales.** Como se ha dicho, mejoran el funcionamiento obtenido por rejillas eléctricas horizontales.

- h) Vertedor de aceite. Mantiene la interfase gas/aceite corriente arriba a través de la vasija. Colecta el aceite de la sección de coalescencia para prevenir cualquier canalización. Provee un depósito de aceite para controlar su descarga y prevenir la presencia de gas durante su salida.
- i) Presa de agua con sifón. Mantiene la interfase aceite/agua fija en la parte delantera de la vasija y proporciona un depósito estático para el control de descarga de agua del recipiente. El sifón elimina la exposición del agua limpia a cualquier formación que pudiera presentarse en la interfase.
- j) Cabezal colector de agua. Mantiene en calma la interfase aceite/agua corriente abajo en la presa de agua, mejorando así el control de descarga del agua.
- k) Líneas internas de muestreo. Su función es localizar interfases entre el gas - aceite y agua a diferentes elevaciones en el interior de la vasija, sirviendo como medio de inspección de la misma.

Las vasijas pueden incluir internos opcionales, tales como:

- l) "Matrix packing". Paquete matricial que incrementa la separación de los líquidos por medio de efectos mecánicos.
- m) Desagüe de interfase. Elimina cualquier formación en la interfase agua/aceite que pudiera impedir el tratamiento o buen funcionamiento del controlador de la interfase.
- n) Sistema de lavado de arena. Remueve y elimina los sólidos que pudieran asentarse en el fondo de la vasija e incrementar con ello el área efectiva de tratamiento.

#### Características generales de la vasija:

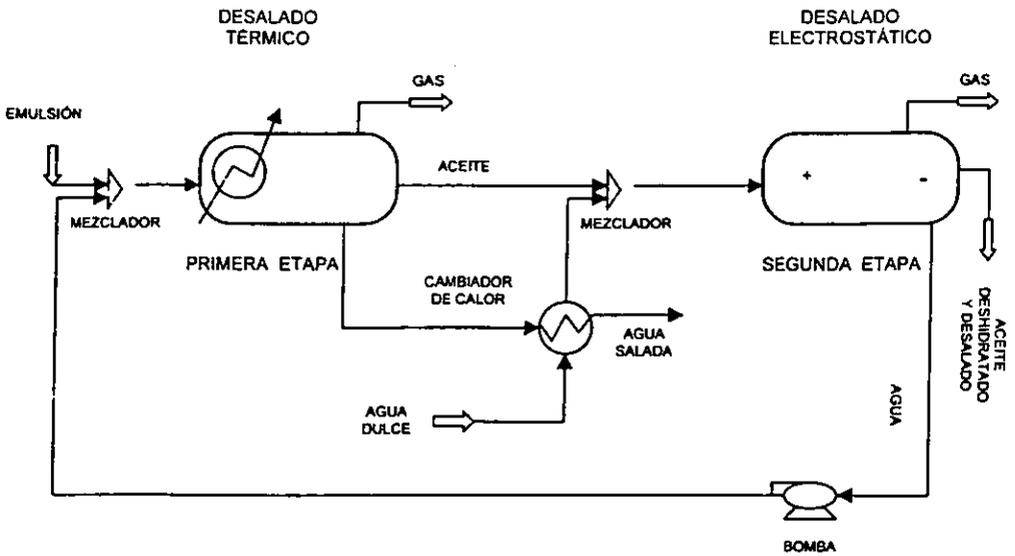
- ◆ El número de internos d), f), g), k), l) y n) depende de las condiciones del proceso y criterios de tratamiento.
- ◆ El sistema de rejillas viene conjuntado con un transformador de reactancia 100% que se autoprotegerá de cualquier sobrecarga. La vasija de tratamiento suspenderá la operación en condiciones de bajo voltaje y reanudará a la normalidad cuando el voltaje así lo haga.

- ◆ Todos los componentes están contruidos para servicio de alto voltaje. Los aisladores de entrada son probados y todos los componentes eléctricos son especialmente diseñados por la firma fabricante para resistir el medio al que están expuestos.
- ◆ Cuenta con un switch interruptor de seguridad operado por flotación, aterrizado al voltaje secundario, para prevenir el descenso del líquido a un nivel tal que pudieran quedar al descubierto las rejillas o electrodos.
- ◆ El espaciamiento entre rejillas (positivo - negativo) puede ajustarse para optimizar su funcionamiento y reducir costos de operación. Ello también permite ajustar rápidamente en condiciones de falla.

#### Sistema típico de desalado en dos etapas. <sup>(29)</sup>

Durante el desarrollo de este trabajo se ha visto que un mejor tratamiento del aceite crudo se lleva a cabo cuando se incluye un desalado del mismo, que dependiendo de la concentración de sal en la corriente de entrada, puede variar desde etapa simple a un sistema de desalado de etapa múltiple, considerando que el contenido de sal en el aceite crudo se reduce a niveles aceptables para su manejo en líneas, tanques, refinerías o requerimientos de contrato.

El fabricante del equipo de tratamiento electrostático con rejillas verticales muestra un sistema típico de desalado en dos etapas ver figura 4.8, en el que propone sus equipos como una opción viable en el desalado del aceite crudo. Este sistema consiste de un tratador termoquímico para remoción inicial de agua y de un desalador electrostático con rejillas verticales para un tratamiento final. El agua reciclada del desalador electrostático se mezcla con la producción de entrada antes de ingresar al tratador termomecánico. En el tratador termomecánico el gas se remueve, la emulsión se calienta a la temperatura requerida para obtener el nivel de viscosidad deseado y el volumen de agua emulsionada se separa. El aceite tratado parcialmente se descarga al tratador electrostático, el agua dulce es precalentada y mezclada con el aceite antes de que entre al desalador electrostático, el gas se remueve y el aceite es dirigido a través de múltiples campos eléctricos para llevar a cabo la coalescencia de minúsculas gotas de agua dentro de otras gotas de mayor tamaño que sí logren separarse de la masa de aceite. El contenido de agua del aceite se reduce lo suficiente para que la cantidad de sal en la salmuera se encuentre dentro de los requerimientos de calidad.



SISTEMA TÍPICO DE DESALADO EN DOS ETAPAS

FIGURA 4.8

### Ventajas del equipo con electrodos verticales.

- Su diseño permite operar y procesar aceites tan densos como el agua, además el patrón de flujo horizontal que se maneja con estos equipos mejora el funcionamiento de diseños con flujo vertical.
- Su diseño de construcción permite el acceso a todas sus partes, tanto que es posible llevar a cabo el recubrimiento de sus internos cuando éstos lo requieran.
- El uso de equipos con tubos de fuego permite lograr un considerable ahorro de energía por consumo de combustible, ya que los internos están diseñados para aislar los tubos de fuego del contacto con el agua libre a la entrada del flujo. Estos internos también proporcionan puntos ideales para el control de la temperatura.
- Se dispone de varios tamaños de tubos de fuego, permitiendo seleccionar el tamaño y número apropiado a los requerimientos, reduciendo así los costos iniciales de equipo.
- Se fabrican quemadores naturales y de tiro (chimenea), representan lo último en control de emisiones. Satisfacen los requerimientos más estrictos aún tan bajos que no se permita su emisión.
- El extractor de niebla es de tipo veleta de alta eficiencia para remover líquidos del gas producido. Estos son menos propensos a taponarse que el tipo malla.
- Los equipos mantienen fijas las interfases gas-aceite y aceite-agua a lo largo del recipiente, reduciendo con esto el número de controles, alarmas y válvulas necesarias para operar la unidad.
- Las unidades requieren mínimo mantenimiento:
  - Los internos están diseñados para minimizar la acumulación de arena, sedimento y otros sólidos que pudieran reducir la eficiencia de operación.
  - El sistema opcional de lavado de arena es un medio de alta eficiencia para remoción de sedimento e incrustación en el fondo de la vasija.

#### 4.5 Aplicación propuesta del proceso

En el Instituto Mexicano del Petróleo se realizó un estudio de factibilidad <sup>(30)</sup> para la optimización y modernización del proceso de deshidratación y desalado en la planta de tratamiento Samaria II, en el que se analizó la situación de las condiciones iniciales de tratamiento del aceite crudo del caso base y sus posibles adecuaciones para lograr un crudo de mejor calidad en cuanto a contenido de agua y sales: beneficios que se obtendrían de la implantación de las recomendaciones del estudio y su consiguiente beneficio económico.

De las alternativas propuestas en el estudio mencionado, se detallará la de mayor factibilidad tanto técnica como económica, siendo comparada con la situación actual de tratamiento del petróleo crudo.

##### Descripción del manejo y tratamiento de la producción en la planta deshidratadora de crudo Samaria II

Como se observa en la figura 4.9, el crudo proveniente de los pozos es conducido a un separador horizontal de baja presión (SHBP) donde el agua libre es eliminada, de ahí, el crudo es enviado a un separador horizontal elevado de baja presión (SHEBP) al igual que el crudo hidratado proveniente de otras baterías de separación, en éste el gas es separado y sometido a compresión a fin de recuperar el vapor, mientras que un sistema de control de nivel de líquidos elimina el agua separada del crudo, misma que es enviada a tratamiento para su reutilización o desecho; el crudo separado es enviado a un tanque deshidratador electrostático (TDE) donde es sometido a la acción de un campo eléctrico con el objetivo de eliminar la mayor cantidad de agua emulsionada con el aceite crudo. Por otro lado, si la capacidad de tratamiento en el TDE es rebasada o las condiciones no son propicias para llevarse a cabo la deshidratación del crudo, el crudo separado del SHEBP es conducido a un tanque vertical o de almacenamiento, de donde es recuperado e integrado al sistema de tratamiento cuando así se requiera. El crudo limpio deshidratado se hace pasar por un tanque de balance (TB) donde se elimina el gas presente y llevado a compresión, a fin de recuperar el vapor. El agua efluente del tanque de deshidratación es enviada a tratamiento pasando previamente por unos filtros de retrolavado para posteriormente unirse con el agua de pozos de captación, ya juntas, acondicionarlas con secuestrantes de oxígeno, biocidas e inhibidor de corrosión para su inyección a pozos. El aceite tratado saliente del tanque de balance es enviado hacia una estación de bombeo donde se le suministra presión suficiente para que llegue a la central de almacenamiento, la refinería o para venta, pasando previamente por un medidor de líquidos a fin de cuantificar éstos.

MANEJO Y TRATAMIENTO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN EN LA PLANTA DESHIDRATADORA DE CRUDO SAMARIA II.

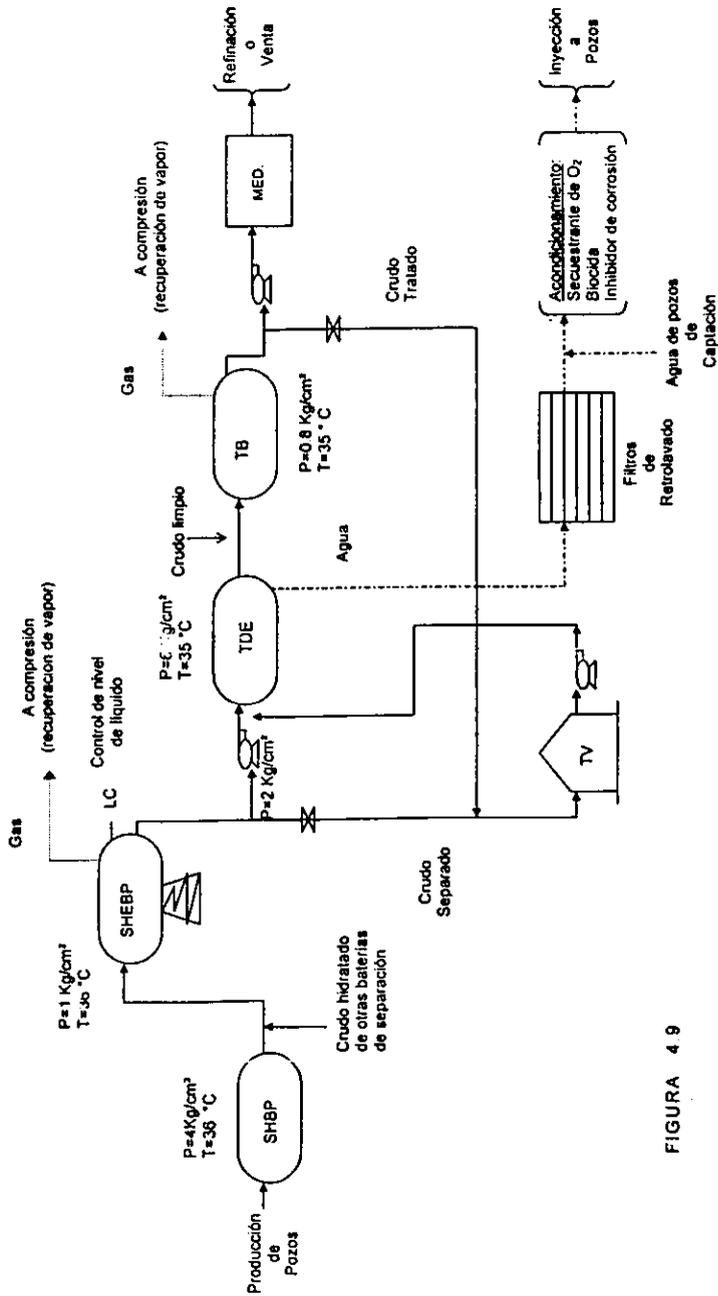


FIGURA 4.9

## Empleo de agua de lavado para efectuar el desalado en la planta deshidratadora Samaria II

Del análisis de la información obtenida del aceite crudo a la salida de los tratadores electrostáticos referente a la salinidad, se observa que su comportamiento es muy variable, como se muestra a continuación:

VOLUMEN DE AGUA A LA SALIDA DE LOS TRATADORES (% VOLUMEN)	RANGO DE SALINIDAD QUE SE PRESENTA (LMB)
0.05	de 21 a 30
0.10	de 28 a 42
0.20	de 42 hasta 500
0.30	de 42 hasta 500

LMB.- Libras de sal por cada mil barriles de aceite tratado.

Los valores son poco lógicos, ello se debe a que la determinación del % de agua se hace por centrifugación y no por destilación probablemente. Se recomendaría revisar la forma de determinación de la salinidad en el crudo. Esto puede llevar a tomar decisiones drásticas y erróneas, como lo es el sobredimensionamiento del equipo de tratamiento y por consiguiente, sus costos de inversión.

Tomando en consideración que la especificación para el contenido de sal en el aceite crudo tratado es de 30 LMB y el comportamiento de la salinidad presente en el aceite crudo tratado en la planta deshidratadora Samaria II, se observa que es muy fácil quedar fuera de especificación por este concepto, ya que los tratadores electrostáticos pueden presentar a la salida desde 0.05 hasta 0.30 % volumen de agua, variando la salinidad del crudo desde 21 hasta 500 LMB.

En el análisis del caso base, no se lleva a cabo un proceso de desalado constante, ya que la adición de agua de lavado se efectúa de manera esporádica.

Para tener un control y mantener la salinidad del aceite crudo tratado dentro de especificación, se analizaron varias alternativas de solución mediante la adición continua de agua de lavado, de las cuales se detallará la que arrojó mejores resultados.

Se propone el uso de agua de captación de pozos someros como agua de lavado, para efectuar el desalado de las alternativas propuestas, debido a que presenta muy baja salinidad (aproximadamente 100 LMB), excelente característica para efecto de dilución, además de su relativa facilidad para obtenerla, ya que esta agua se inyecta al yacimiento para el proceso de recuperación secundaria.

Para todos los casos se calcularon los volúmenes de agua de lavado para obtener una salinidad a la salida del tratador de 30, 20 y 15 LMB. Lo anterior se llevó a

cabo para visualizar el incremento tan drástico del volumen de agua de lavado que se presenta para eliminar tan solo 15 LMB del aceite tratado, aun con el uso de agua de baja salinidad, como lo es el agua de captación.

Para el cálculo de los volúmenes de agua de lavado requeridos para mantener el aceite crudo dentro de especificación respecto a la salinidad, fueron calculados con 0,15 % del volumen de agua a la salida del tratador, lo que implica que cualquier incremento de este volumen ocasiona una adición mayor de agua de lavado. Por lo anterior se recomienda que el volumen a considerar para efectuar el desalado, es aquél que se calcula para mantener 15 LMB de salinidad, ya que este volumen nos permite tener variaciones en el porcentaje de agua a la salida de los tratadores sin quedar fuera de especificación.

Mediante la siguiente expresión se efectuaron los cálculos para obtener los porcentajes de agua de lavado requeridos, considerando los criterios de utilizar una etapa sencilla de deshidratación/desalado, y el de efectuar este proceso en dos etapas, donde en la primera etapa se efectúa el proceso de deshidratación y en la segunda el proceso de desalado.

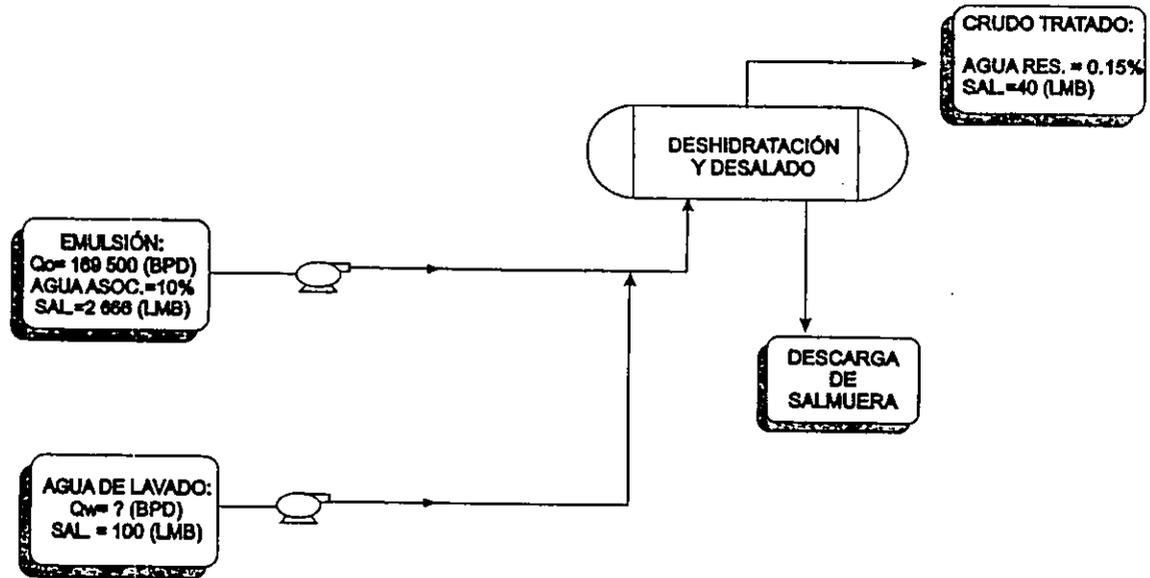
$$(C_{sal /ot}) = \frac{(Vw /ot) \left[ (SAL_{ost}) + \frac{(Vwl) (SAL_{wl})}{100} \right]}{(Vw /ost) + (Vwl)}$$

Donde:

- C<sub>sal/ot</sub> , Contenido de sal del crudo tratado (LMB o ppm)
- V<sub>w/ot</sub>, Volumen de agua del crudo tratado (%)
- SAL<sub>ost</sub>, Salinidad del crudo sin tratar (LMB o ppm)
- V<sub>wl</sub>, Volumen del agua de lavado (%)
- SAL<sub>wl</sub>, Salinidad del agua de lavado (LMB o ppm)
- V<sub>w/ost</sub>, Volumen de agua del crudo sin tratar (%).

## CASO 1

En esta alternativa se utilizarán las condiciones actuales de operación referente al manejo de las corrientes que llegan a la planta Samaria II para ser tratadas, además de considerar la etropa sencilla de deshidratación/desalado que se presenta en los tratadores electrostáticos, tal como se muestra en la figura 4.10:



**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

FIGURA 4.10 <sup>(30)</sup>

De acuerdo con el proceso presentado en la figura 4.10, se muestran en la siguiente tabla los datos de entrada para el cálculo de Desalado:

**DATOS DE ENTRADA PARA EL CÁLCULO DEL PROCESO DE DESALADO:**

Carga total a tratar = 169 500 bl/día
Porcentaje del agua asociada = 10 % volumen
Salinidad del agua asociada = 2 666 LMB*
Porcentaje de agua a la salida de los tratadores = 0.15 % volumen*
Salinidad del agua a la salida de los tratadores = 40 LMB*
Salinidad del agua de lavado = 100 LMB

\* Datos representativos tomados de la caracterización del aceite crudo que se lleva a cabo en la planta Samaria II.

A continuación se presentan los volúmenes de agua de lavado, necesarios para dejar el aceite crudo tratado con 30, 20 y 15 LMB, tomando un factor de eficiencia del mezclado de la carga total del aceite crudo con el agua de lavado de un 80 %.

PORCENTAJE DEL AGUA DE LAVADO REQUERIDO	VOLUMEN DE AGUA DE LAVADO REQUERIDO (bl / día)	COSTO DEL AGUA DE LAVADO (\$ / día)*	SALINIDAD DEL ACEITE TRATADO (LMB)
6.7	11 357	1 878.0	30
15.1	25 595	4 232.4	20
23.6	40 000	6 614.4	15

\* El costo de 1 m<sup>3</sup> de agua de lavado se fijó en \$ 1.04

En la figura 4.11 se observa el comportamiento del costo de lavado con relación a la salinidad del aceite tratado.

**Ventajas:**

- No se requiere modificación del proceso del caso base (únicamente mantenimiento a tratadores electrostáticos).

**Desventajas:**

- La eficiencia de deshidratación se ve disminuida en los tratadores electrostáticos por:
  - a) Alto porcentaje de agua para remover 33 % (56 000 bl/día).
  - b) Disminución del tiempo de residencia de 30.8 a 24.9 minutos.

- Problemas de disponibilidad y transporte por grandes volúmenes requeridos de agua de lavado, así como la necesidad de equipo de gran capacidad para su manejo e inyección.
- Factibilidad de desechar 56 000 bl/día de agua obtenida en el proceso, que corresponde a un 33 % de la carga total a tratar.
- Disminución de la temperatura de operación de aproximadamente 3.5 °C, por la adición del agua de lavado (suponiendo una temperatura de 36 °C en el proceso y de 26 °C la temperatura del agua).
- Alto costo por concepto del agua utilizada.

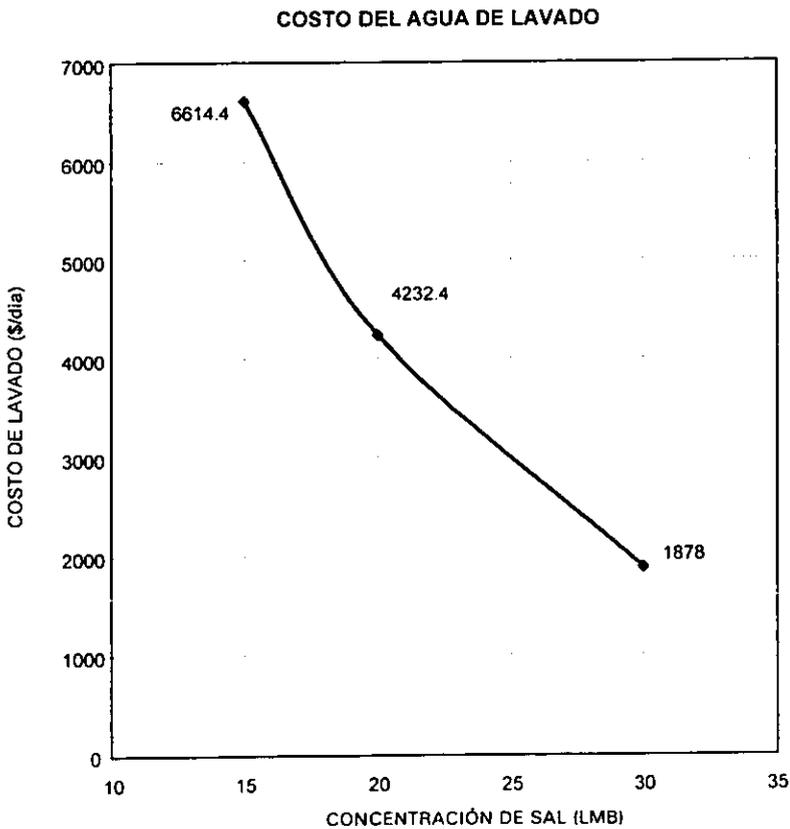


FIGURA 4.11

## CASO 2

Se considera para este caso, que se elimine el agua asociada de las corrientes de Miguel Angel Zenteno Basurto, Oxiacaque, Iríde y Cunduacán, así como el agua de la batería de Sitio Grance, además de efectuar el desalado en dos etapas, como se ilustra en la figura 4.12:

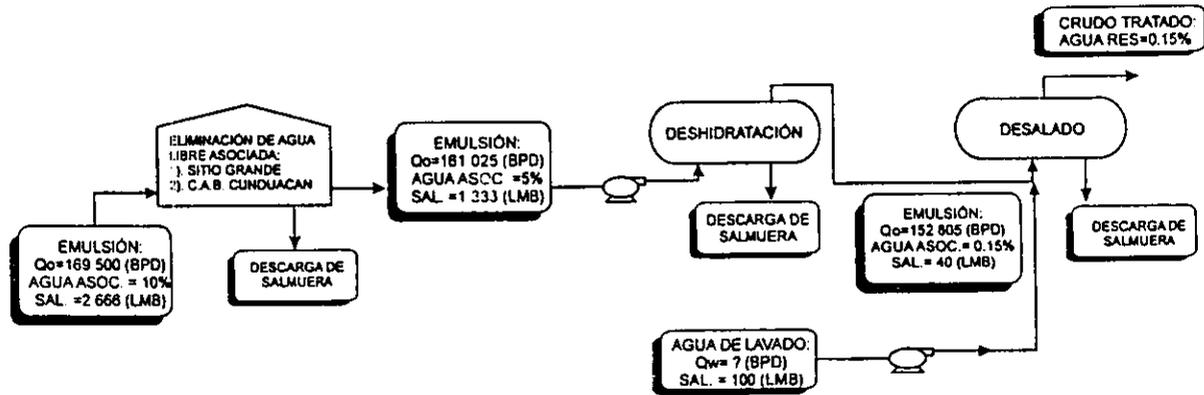


FIGURA 4.12 <sup>(30)</sup>

A continuación se presentan los datos de entrada para el cálculo del proceso de desalado de acuerdo con la figura 4.12:

DATOS DE ENTRADA PARA EL CÁLCULO DEL PROCESO DE DESALADO.

Carga total a tratar = 152 805 bl / día
Porcentaje del agua asociada = 0.15 % volumen*
Salinidad del agua asociada = 40 LMB*
Salinidad del agua de lavado = 100 LMB
Salinidad del agua a la salida del desalador = 0.15 % volumen

\* Datos representativos tomados de la caracterización del aceite crudo que se lleva a cabo en la planta Samaria II.

Los resultados de los volúmenes de agua de lavado requeridos, son aquéllos para obtener una salinidad de 30, 20 y 15 LMB a la salida del desalador, considerando el mismo factor de eficiencia de mezclado de 80 %, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

PORCENTAJE DEL AGUA DE LAVADO REQUERIDO	VOLUMEN DE AGUA DE LAVADO REQUERIDO (bl / día)	COSTO DEL AGUA DE LAVADO (\$ / día)	SALINIDAD DEL ACEITE TRATADO (LMB)
0.101	154	25.5	30
0.227	347	57.4	20
0.354	541	89.4	15

\* El costo de 1 m<sup>3</sup> de agua de lavado se fijó en \$ 1.04

Ventajas:

- Obtención de un proceso de deshidratación y de desalado estable.
- Disminuir el transporte de agua en el sistema en un 50 % (aproximadamente 8 000 bl / día).
- Optimización de la temperatura del proceso por mínimo contacto del aceite crudo con el agua asociada.
- Utilización de bajos gastos de agua de lavado para el proceso.
- Mínimo costo por concepto del agua de lavado.

**Desventajas:**

- Efectuar adecuaciones en la batería Sitio Grande para la eliminación del agua asociada (modificaciones ya previstas por Petróleos Mexicanos).
- Se requiere de inversión para implementar el proceso de deshidratación y desalado en dos etapas.

**Análisis técnico:**

A continuación se presenta la tabla comparativa de los volúmenes de agua de lavado requeridos para los dos casos citados:

SALINIDAD DE ACEITE TRATADO (LMB)	VOLUMEN DE AGUA DE LAVADO REQUERIDO (bl / día)	
	CASO BASE	ALTERNATIVA PROPUESTA
30	11 357	154
20	25 595	347
15	40 000	541

Comparando los dos casos se observa que al eliminar el agua asociada en campo, antes de la deshidratación del crudo, reduce considerablemente el volumen de agua de lavado.

Debido a que en la alternativa propuesta se requiere una mínima cantidad de agua de lavado (541 bl/día) con respecto a la carga total a tratar (152 805 bl/día) para obtener un aceite tratado con 15 LMB de sal, no se presenta el efecto deseado de lavado de crudo en el proceso, por lo que se recomienda para este caso utilizar de 3000 a 5000 bl/día de agua de lavado para incrementar la eficiencia de mezclado (dilución) del agua de lavado con la salmuera presente. Para determinar el volumen ideal para el desalado, se tendrán que hacer las pruebas directamente en el proceso, ya que lo anterior dependerá de la eficiencia de mezclado y el porcentaje de agua que se obtenga a la salida del tratamiento. Por ejemplo, si se inyectaran 3 000 bl/día de agua de lavado en el proceso de la alternativa propuesta, asumiendo un 100 % de eficiencia de mezclado del agua de lavado con el agua asociada, se podría obtener un porcentaje hasta de 1,2 % volumen de agua residual a la salida del tratador, sin ir más allá de las 30 LMB de sal en el aceite tratado.

De las alternativas se observa que utilizar una sola etapa de deshidratación/desalado, ocasiona emplear mayores volúmenes de agua de lavado, que cuando se utiliza un proceso de dos etapas, la primera como proceso de deshidratación y una segunda etapa para el desalado.

También se observa que presentar un alto porcentaje de agua asociada a la entrada del proceso de deshidratación y tener un proceso de una sola etapa, se tendrán que adicionar grandes volúmenes de agua de lavado para obtener un desalado eficiente, por lo que se recomienda eliminar la mayor cantidad de agua asociada antes de entrar al proceso de desalado.

Otro factor que ocasiona que los volúmenes de agua de lavado sean tan grandes además de la salinidad del agua asociada, es la carga total de aceite que entra a tratamiento a la planta Samaria II (169 500 bl/día).

El tener que inyectar grandes volúmenes de agua de lavado para el proceso de desalado, implica reducir la temperatura de operación del proceso si el agua no es calentada previamente, además de la posibilidad de tener problemas para obtenerla y transportarla para su inyección, incluyendo también el tener que utilizar equipo de gran capacidad para su manejo e inyección.

Otro problema que se presenta al manejar grandes volúmenes de agua de lavado en el proceso, es que se reduce el tiempo de residencia en los tratadores electrostáticos, lo cual puede implicar un incremento en el porcentaje de agua a la salida de los tratadores.

#### Análisis económico

Para el análisis económico se tomó en cuenta únicamente el costo por concepto del uso del agua de captación como agua de lavado, el cual se fijó en 1.04 \$/m<sup>3</sup>.

Como se mencionó en el análisis técnico para la alternativa propuesta, se propone utilizar de 3 000 a 5 000 bl/día de agua de lavado. Para efectos de costos se consideró un volumen de agua promedio para estos casos de 4 000 bl/día. En la siguiente tabla se muestra el volumen requerido, costo del mismo y el ahorro que se obtiene para cada caso analizado.

AGUA DE LAVADO	CASO BASE	ALTERNATIVA PROPUESTA	SALINIDAD DEL ACEITE TRATADO
VOLUMEN REQUERIDO (bl/día)	40 000	4 000	15 LMB
COSTO (\$/día)	6 614.4	661.4	
AHORRO (\$/día)	0	5 953.0	

\* El costo de 1 m<sup>3</sup> de agua de lavado se fijó en \$1.04.

De acuerdo con la tabla anterior, se observa que se puede obtener un ahorro de \$5 953.0 por día debido a las variantes que se presentan para el caso base (deshidratación y desalado en una etapa) y la alternativa propuesta (deshidratación y desalado en dos etapas). Tomando en consideración que el proceso de desalado (adición de agua de lavado al proceso) debe ser un proceso continuo, se pueden evitar erogaciones de \$78 590.0 por mes y de \$2 143 080.0 en un año, por este concepto.

### Optimización del proceso de deshidratación

Para seleccionar un proceso que proporcione la confianza de deshidratar y desalar el aceite crudo con los mínimos requerimientos técnicos y económicos, es necesario conocer y analizar el sistema general del proceso desde los orígenes de las corrientes individuales hasta la mezcla formada finalmente, conjugándose con características, temperatura inicial y final, comportamiento de la corriente durante su trayecto con respecto al agua libre y emulsionada, además de las pruebas de laboratorio que resultan de gran ayuda para la selección del proceso final de deshidratación y desalado, no obstante que la información proporcionada por estas últimas es estrictamente cualitativa.

Existen ocasiones que la aplicación única del proceso de la deshidratación es suficiente para producir crudo apenas dentro de especificaciones, por lo que puede resultar interesante considerar un proceso adicional de desalado y evaluar las ventajas y desventajas, operacionales y económicas con respecto al proceso de tratamiento del caso base.

A continuación se presentan las condiciones del proceso de tratamiento del caso base y de la alternativa propuesta, figura 4.13 y figura 4.14, respectivamente.

### Tratamiento del crudo del caso base:

#### Ventajas:

- Se obtiene aceite deshidratado dentro de especificaciones en temporada de calor.

#### Desventajas:

- Los tratamientos de deshidratación y desalado se realizan en una sola etapa, propiciando inestabilidad de ambos procesos.
- El proceso de tratamiento es susceptible a la baja temperatura del ambiente.
- El proceso de desalado es deficiente y está sujeto a condiciones de temperatura de operación favorables para la deshidratación.

# TRATAMIENTO DEL CRUDO EN LAS CONDICIONES INICIALES DE ANÁLISIS

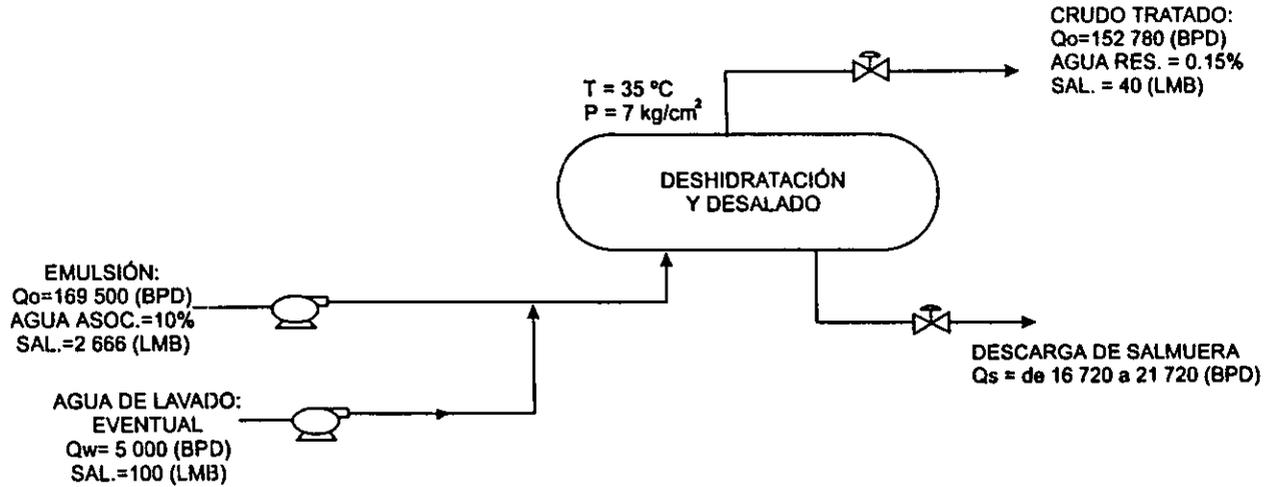


FIGURA 4.13<sup>(30)</sup>

- Para optimizar el desalado se requiere de un volumen considerable de agua de dilución, además de la disposición de ésta.
- Se requiere de la rehabilitación de los tratadores electrostáticos.
- Penalizaciones por contenido de agua residual y salinidad fuera de especificaciones del aceite tratado.

Alternativa propuesta:

Tratamiento del crudo en dos etapas con calentamiento y eliminación de agua libre en Sitio Grande y la C.A.B. (central de almacenamiento y bombeo) Cunduacán.

Ventajas:

- Se dispondrá de un dispositivo de calentamiento cuando la temperatura del proceso de deshidratación lo requiera.
- Eliminación de 50% del volumen de agua producida desde sus orígenes, reflejándose en la disminución de emulsión, tiempos de bombeo y corrosión en el sistema.
- Operación de los tratadores con una reducción del 50% en volumen de agua en la carga, propiciando una deshidratación más estable.
- Incremento del tiempo de residencia en los tratadores.
- Los tratamientos independientes de deshidratación y desalado brindarán un proceso estable y eficiente.
- Optimización del agua de dilución.
- Permitirá un tratamiento continuo en la adición de agua de lavado en el proceso de desalado.
- Eliminación de penalizaciones por concepto de entrega de aceite tratado dentro de especificaciones en contenido de agua residual y salinidad.

Desventajas:

- Se requiere de rehabilitar y adecuar los tratadores electrostáticos.
- Se incrementará el costo por tratamiento térmico para el crudo en temporadas de baja temperatura.

TRATAMIENTO DEL CRUDO EN DOS ETAPAS CON CALENTAMIENTO Y ELIMINACIÓN DE AGUA LIBRE  
 EN SITIO GRANDE Y LA C.A.B. (CENTRAL DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO) CUNDUACÁN

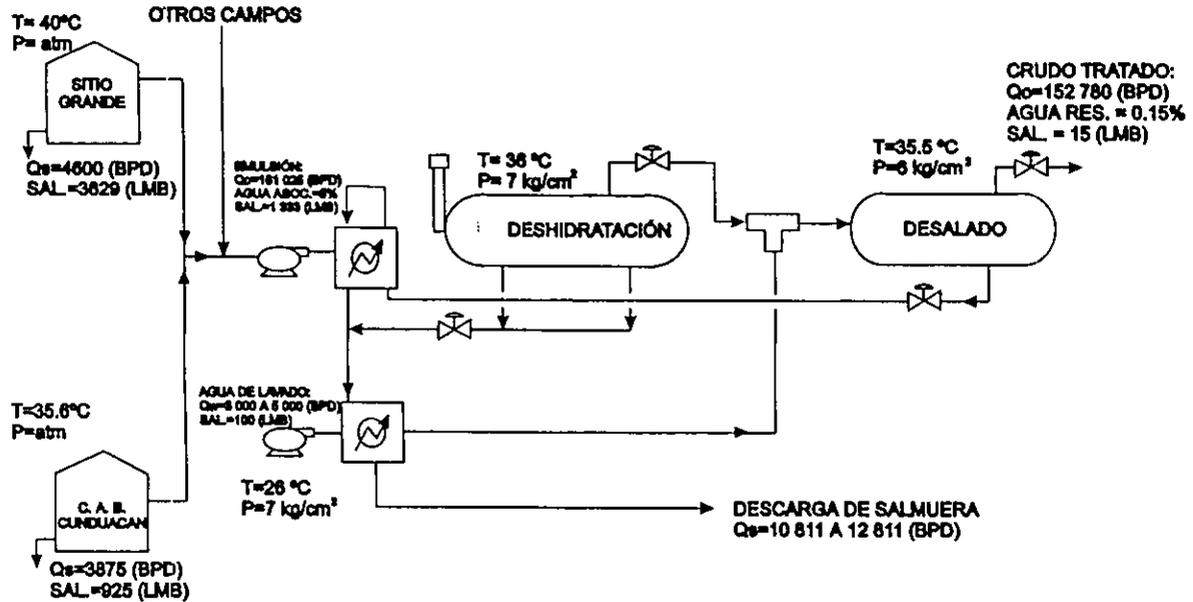


FIGURA 4.14 <sup>(30)</sup>

## Requerimientos para el mejoramiento y optimización del proceso de deshidratación del caso base

### *Acciones inmediatas*

- Instalar la inyección de reactivo químico desemulsificante para la corriente que alimenta al separador SHBP No.1 en la batería Samaria II.
- Inyectar reactivo químico inhibidor de parafinas en las baterías Luna y Pijije.
- Cambiar la localización de los puntos de inyección de reactivo químico desemulsificante, que se localiza en la carga de la primera etapa de separación hacia la descarga de la bomba de crudo, que envía la producción a la planta deshidratadora Samaria II, en las baterías de separación: Cactus II, Samaria II y Carrizo.

### *Acciones a corto plazo*

- Eliminación del agua libre producida en las baterías Luna, Pijije, Oxiacaque, Íride y Cunduacán en la C.A.B. Cunduacán, para posteriormente recibir un tratamiento en Samaria II.
- Crear un sistema para el manejo y disposición en la planta de inyección Sitio Grande de la salmuera producida en la batería Sitio Grande.
- Eliminación de agua libre en la batería de separación Sitio Grande.

### *Acciones a mediano plazo*

- Modificar los tratadores electrostáticos en Samaria II para que brinden los beneficios expuestos en la deshidratación y desalado en dos etapas independientes.
- Operar los deshidratadores electrostáticos a una temperatura de 36 °C, pudiendo ser ésta mayor si la temperatura del crudo así lo fuera.
- Crear un sistema para el manejo y disposición de la salmuera producida en la batería Agave.
- Aislar térmicamente las tuberías de conducción que se encuentran descubiertas desde los cabezales de recolección hasta los tratadores electrostáticos en Samaria II.

De acuerdo con los objetivos trazados para la modernización de la planta de tratamiento Samaria II y a las características particulares del sistema de deshidratación de la misma, será necesario modificar los parámetros más determinantes, tanto en las instalaciones de producción, así como en la propia planta para alcanzar una solución integral. La aplicación de cualquier alternativa técnica para la optimización y modernización de la planta, implicará inevitablemente una inversión de capital directamente proporcional a los alcances deseados.

## **5. DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN DEL EQUIPO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO ELECTROSTÁTICO CON ELECTRODOS HORIZONTALES**

### **5.1 Descripción de componentes <sup>(14)(22)</sup>**

En esta sección se describirán las principales características de la mayoría de los componentes de un equipo de tratamiento electrostático con electrodos horizontales. Clasificados en componentes internos y componentes externos:

#### Componentes internos

1. Distribuidor de entrada de la emulsión
2. Colector de salida
3. Aisladores de soporte
4. Boquilla de entrada
5. Electrodo superior
6. Electrodo inferior
7. Flotador interruptor interno de seguridad
8. Flotador de control de nivel de líquido
9. Tubería y boquillas de lavado de todos.

#### **1. Distribuidor de entrada de la emulsión**

Este dispositivo está diseñado para distribuir la mezcla de agua y aceite, uniforme y completamente por toda el área de la sección transversal por abajo de los electrodos, para que una vez en contacto con el campo electrostático, el agua e impurezas, precipiten de la emulsión hacia el fondo de la vasija.

El flujo entra a la vasija a baja velocidad generalmente en forma laminar, es ventajoso introducir la mezcla aproximadamente 12 pg abajo de la interfase agua-aceite para obtener un beneficio adicional de lavado y coalescencia de la emulsión. La interfase normalmente se encuentra a 36 pg por encima del fondo de la vasija, aunque se puede variar de 6 a 15 pg hacia arriba o abajo. El distribuidor es una canaleta invertida con ranuras horizontales.

## **2. Colector de salida**

Este dispositivo es un tubo que está localizado internamente arriba de los electrodos, cerca de la cima de la vasija tanto como sea posible mecánicamente. Está diseñado para coleccionar el aceite tratado en toda la sección transversal de la vasija, evitando la canalización en la zona de electrodos. El flujo sale del recipiente a través de una boquilla efluente.

El tubo colector posee orificios que están distribuidos uniformemente en la parte superior para permitir la entrada del aceite y mantener un flujo laminar a través de la zona de electrodos. Difícilmente llega a dañarse, ya que el crudo que maneja está tratado. Cuenta, además, con placas de inspección en los extremos del colector que sirven para programar inspecciones de limpieza.

## **3. Aisladores de soporte**

Los electrodos se suspenden dentro del recipiente mediante aisladores de alto voltaje, unidos a soportes fijos en la parte superior de la vasija; dichos aisladores se fabrican de teflón sólido 100% virgen grado eléctrico, están en compresión o tensión de acuerdo con la carga y aplicación general. Normalmente la emulsión no daña la superficie de estos aisladores, por lo que proporciona gran servicio mecánico y eléctrico.

## **4. Boquilla de entrada**

Es un dispositivo que conecta los transformadores localizados fuera del recipiente, a la estructura de los electrodos en el interior del mismo. No solamente debe conducir el alto voltaje a través del casco del recipiente, sino que debe soportar las variaciones de temperatura, presión y voltaje eléctrico, experimentadas por el equipo deshidratador.

## **5. Electrodo superior**

Los electrodos son rejillas o parrillas construidas con varillas metálicas sólidas, las cuales están soportadas y unidas transversalmente por barras de mayor diámetro. Cada tratador electrostático consta de dos electrodos, cada uno con cargas opuestas con las que se genera un campo electrostático de placas paralelas.

El electrodo superior está localizado aproximadamente a 24 pg por encima de la línea media de la vasija y normalmente a 8 pg por encima del electrodo inferior, este espacio se puede variar 2 ½ pg hacia arriba como máximo. El espaciamiento óptimo entre electrodos, para tener un aceite crudo de mejor calidad en un rango de 30 a 50 grados API, es de 8 pg. El aceite crudo pesado puede requerir de 1 ó 2 pg más de espaciamiento, pero generalmente se recomiendan 8 pg para el arranque.<sup>(22)</sup>

Normalmente el electrodo superior está conectado a tierra por la vasija, que a su vez está conectada a tierra. El electrodo superior en su totalidad es un sistema uniformemente aterrizado, ya sea que el deshidratador esté conectado a una fuente de corriente monofásica o trifásica. El gradiente de voltaje entre el electrodo inferior energizado y este electrodo superior a tierra, es casi una línea recta.

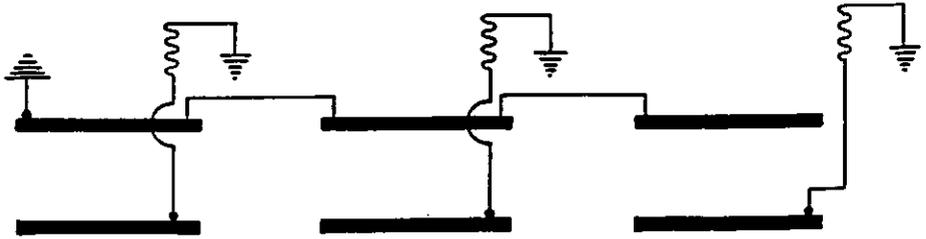
El electrodo se debe instalar nivelado y orientado adecuadamente para asegurar voltajes uniformes entre éste y el electrodo inferior. Las varillas del electrodo también están espaciadas de tal forma que proporcionan gradientes uniformes en todo el campo electrostático. En el diseño geométrico del electrodo superior se debe tomar en cuenta la elevación óptima de operación, para aprovechar toda la sección transversal del recipiente.

## 6. Electrodo inferior

Normalmente está localizado 8 pg abajo del electrodo superior, para aceites crudos con rangos de 30 a 50 grados API de gravedad. Cuando el electrodo es energizado con voltaje monofásico, la rejilla entera está unida uniformemente para proporcionar un gradiente de voltaje óptimo y cuando es energizado con voltaje trifásico, está dividida en tres rejillas de igual área para balancear el sistema, figura 5.1. Las varillas del electrodo están distribuidas uniformemente.

El voltaje normal secundario aplicado a este electrodo es de 10 500 volts y como se dijo también para el electrodo superior, el gradiente de voltaje es casi una línea recta. (Las varillas de este electrodo inferior están aproximadamente a 48 pg de la interfase agua-aceite).

SISTEMA DE ELECTRODOS DE TRES FASES  
DELTA PRIMARIO Y SECUNDARIO CERRADO



SISTEMA DE ELECTRODOS DE FASE SIMPLE  
DOS POLOS PRIMARIOS FASE SECUNDARIA SIMPLE

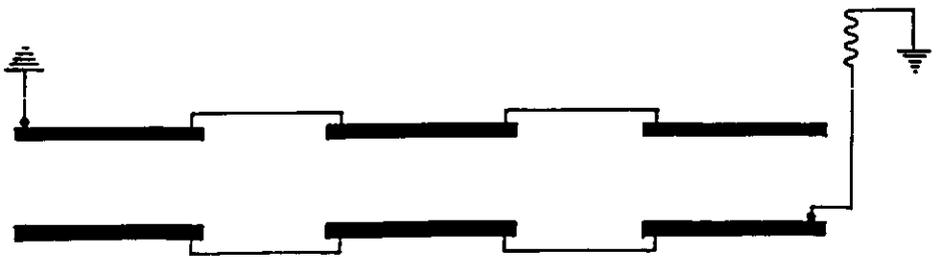


FIGURA 5.1

## 7. Flotador - interruptor interno de seguridad

Este flotador está diseñado para hacer contacto entre los dos electrodos cuando la vasija no esté llena de aceite. Evita que se aplique energía (actúa cuando baja el nivel de la emulsión) entre los electrodos durante estos periodos. Algunas veces se usan flotadores externos para accionar un interruptor relevador de circuito que conecta la energía entre los electrodos cuando la vasija ya se encuentra con el nivel adecuado de aceite.

Un flotador - interruptor interno es más confiable que uno de tipo externo, debido a que este último tiende a contaminarse por impurezas orgánicas e inorgánicas y/o por un mantenimiento inadecuado, mientras que un interruptor interno ocasionalmente puede fallar (avería) y en caso de hacerlo, él mismo se autoprotege poniendo en corto circuito los electrodos y sería rápidamente detectado.

## 8. Flotador de control de nivel de líquido

El punto en el cual el agua y el aceite se encuentran dentro del recipiente tratador se le llama interfase, dicha interfase debe conservarse en un nivel específico para una adecuada operación de la vasija. El nivel de la interfase se mantiene con ayuda de un flotador de nivel de líquido.

La longitud de los flotadores varía de acuerdo con los cambios de diferencia entre la densidad del agua y el aceite. Para crudos ligeros, el flotador es de 36 pulgadas de longitud y permitirá al operador mantener el nivel agua-aceite deseado. También se suministran pesos portátiles desde 1/4 lb a 3 1/4 lb para ajustar las características de desplazamiento del flotador de acuerdo con la variación de la densidad del aceite. El flotador está protegido para evitar giros por turbulencia, además está fijo a un brazo de control de torsión exterior, permitiendo cualquier ajuste al controlador, excepto cuando hay un cambio drástico en la densidad del crudo, con lo que saldría del rango del instrumento. En estos casos específicos se agregan pesos portátiles a los flotadores.

## 9. Tubería y boquillas de lavado de lodos

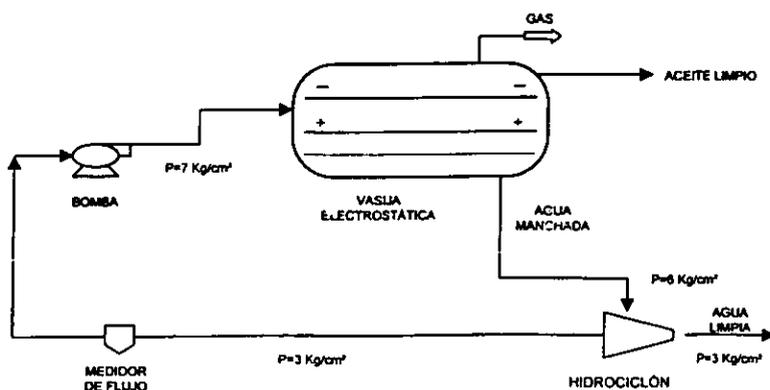
El tratador puede estar equipado con un sistema de lavado de lodos, particularmente si el crudo tiene un alto porcentaje de sólidos en suspensión. Estos

sólidos casi siempre están presentes en los crudos de alta densidad, ya que presentan alta viscosidad y los sólidos no logran asentarse en los tanques de almacenamiento.

El arreglo interno de la tubería para remover los lodos es tal, que un cabezal de succión está colocado a unos pies del fondo del tratador y conectado a una boquilla en el fondo de la vasija. Un cabezal de descarga está colocado aproximadamente a 12 pg del fondo de la vasija del cual una serie de boquillas inyectan una corriente de agua a alta velocidad hacia el fondo de la vasija, a intervalos iguales de espaciamiento de aproximadamente 120 pg. La velocidad del flujo de agua recirculada en el cabezal de descarga es equivalente a la mitad de agua de lavado, este flujo es intermitente.

La acción de chorro de las boquillas evita el asentamiento y acomodo de sólidos en el fondo de la vasija. Cerca de cada boquilla de inyección hay una boquilla efluente que elimina los sólidos y el agua a esos intervalos cuando se mantiene la circulación. Las boquillas también se pueden usar para la aplicación periódica de vapor dentro del recipiente, para desprender sólidos que puedan adherirse al interior de la vasija. Para un recipiente que opera de 215 a 245 lb/pg<sup>2</sup> se pueden requerir 300 lb de vapor.

Una recomendación práctica para el tratamiento del agua manchada, producto del tratamiento de deshidratación, es el empleo de separadores tipo hidrociclón, como se observa en la Figura 5.2.



TRATAMIENTO DE AGUA DE DESECHO

FIGURA 5.2

El funcionamiento de los hidrociclones se basa en la física de la fuerza centrífuga y la acción vórtice en un espacio cerrado. El equipo consiste en tubos largos con extremidad cónica. Los líquidos entran por un tubo de admisión tangencial situado en el extremo más amplio del hidrociclón. Cuando los líquidos comienzan a girar dentro del tubo, la fuerza centrífuga ocasiona que el líquido más denso se concentre a las paredes del tubo, mientras que los líquidos con menor densidad se concentren en el centro o vórtice del tubo hidrociclón.

El movimiento de estos líquidos a través del hidrociclón crea un vórtice libre que permite que el líquido del centro fluya en dirección opuesta al líquido más denso que se mueve a lo largo de la pared del tubo hidrociclón. El resultado es agua limpia y aceites concentrados en lados opuestos dentro de la unidad.

#### Características de operación:

- Eliminación de aceite: 95%
- Tamaño mínimo de la gota de aceite que es posible separar: 10 micras
- Tiempo de separación: 1 a 2 seg.
- Operación: continua automática
- Fuerza de gravedad: 1 000 G
- Sistema: cerrado

#### Ventajas:

- Es posible aumentar el número de tubos de acuerdo con el incremento de agua producida.
- La entrada en forma de espiral y las secciones internas son resistentes a desgaste y a la corrosión por ser de acero inoxidable, aleaciones especiales o cerámica.
- Manejan fluctuaciones de presión o de flujo de producción, sin afectar la eficiencia de separación.
- Requiere de menos mantenimiento debido a que no cuentan con partes móviles que puedan causar fallas mecánicas.
- No se forman depósitos de arena o sedimento, por lo tanto no requiere mantenimiento periódico de limpieza.
- Pueden ser instalados vertical u horizontalmente.
- No se requiere de la adición de reactivos químicos.

### Desventajas:

- Los sólidos se descargan con el agua, con lo que hace necesario el uso de filtros.
- Para lograr una separación de aceite óptima se requiere de una presión de entrada elevada, siendo necesario equipo de bombeo.
- No rompe emulsiones estables.

### Experiencia en su aplicación:

Este tipo de equipo ha sido instalado en diferentes partes del mundo, principalmente en plataformas, donde se requiere tratar grandes volúmenes de agua y ocupar poco espacio. <sup>(31)</sup>

### Componentes externos <sup>(14)(22)</sup>

1. Tablero de control
2. Transformadores
3. Controladores de corriente
4. Luz piloto
5. Línea de venteo
6. Válvula de relevo
7. Conductores de la boquilla de entrada
8. Controlador de nivel de interfase
9. Válvula controladora de nivel
10. Conexión de salida de vapor
11. Puntos de muestreo
12. Tablero de control de registradores y luces
13. Bomba de químicos.

#### 1. Tablero de control

Es una unidad que contiene al interruptor de circuitos, voltímetro(s), amperímetro(s) correspondientes al electrodo inferior energizado. Normalmente el voltaje primario suministrado es de 440 volts para una sola fase, regularmente se suministran 440 volts en tres fases para balancear la carga en el tratador. Todo el equipo en el tablero de control es diseñado a prueba de explosión.

## 2. Transformadores

Normalmente se emplea un solo transformador en un sistema de una sola fase, con cable de alto voltaje a tierra. En un sistema de tres fases se emplean tres transformadores conectados 120 grados fuera de fase uno respecto a otro (en delta cerrado para primarios, estrella y/o delta abierto para secundarios). La naturaleza del crudo tratado y el área de los electrodos determinarán la demanda de energía.

La carga eléctrica en una operación normal es aproximadamente de 8 a 14 kw por cada 100 pie<sup>2</sup> de área de electrodo.

Los transformadores pueden o no tener controladores internos de corriente. En aquellos casos en que los controladores de límite de corriente no son internos, se suministra un recipiente separado para los controladores. Los transformadores están sumergidos en aceite, como lo indica el reglamento Nema. Las conexiones primarias se encuentran en conductores a prueba de explosión.

## 3. Controladores de corriente

Estos controladores están en serie con el transformador y su función es servir como una fuente limitante de energía para proteger al transformador. A medida que la carga eléctrica requerida varía con la conductividad de la mezcla de fluido en el recipiente, el sistema de controladores automáticamente ajusta el voltaje aplicado al consumo de corriente de los transformadores. Se hace posible un suministro más uniforme de energía para el campo de tratamiento a través del transformador por el uso de estos controladores y la energía que no se consume en el transformador se regresa a la línea debido a que los controladores actúan como una fuerza electromagnética de retroceso.

## 4. Luz piloto

Estas luces están en paralelo con los voltímetros, dan al operador del equipo una indicación visual a distancia, de las condiciones eléctricas del campo de tratamiento sin tener que estar en el tablero de control para notar su comportamiento. Una luz brillante indica una condición normal, una luz tenue o apagada indica que hay alguna anomalía en el campo eléctrico.

## **5. Línea de venteo**

En el arranque del tratador es necesario purgar la vasija de aire y/o gas. La línea de venteo debe descargar en una alcantarilla para que el operador note, por medio del purgado, cuando la vasija esté llena de líquido. Cuando el recipiente se vacía es necesario abrir el venteo antes de bombear fuera del mismo y evitar la formación de vacío.

## **6. Válvula de relevo**

Cada tratador está provisto de una válvula de relevo que funciona como seguro de protección de la vasija en caso de un exceso de presión. Normalmente la válvula abre a una presión menor a la de diseño. En muchos casos la descarga de esta válvula está conectada a un tanque de alivio.

## **7. Conductor de la boquilla de entrada**

Este conducto es una tubería llena de aceite, conteniendo en su interior un conductor eléctrico de transmisión de alto voltaje que va del transformador en el exterior de la vasija hacia el interior de la misma. Su montaje se verá posteriormente, en el punto 5.8.

## **8. Controladores de nivel de interfase**

Cada tratador cuenta con dos controladores de interfase, uno recibe la información del brazo tubular que trasmite los movimientos del flotador al orificio del piloto; la presión del diafragma que se trasmite a la válvula controladora está gobernada por la sensibilidad del piloto. El otro recibe la información obtenida de la capacidad de la vasija. Ambos controladores usan esta información para accionar la válvula de control de interfase del recipiente.

## **9. Válvula controladora de nivel**

Esta válvula mantiene la interfase agua-aceite del recipiente en el nivel deseado, se instala en la línea de agua efluente de la vasija para controlar el flujo de agua desechada. La cantidad de aire comprimido aplicado al diafragma en el accionador de la válvula determina el porcentaje al cual abre la válvula. La señal transmitida por los

dos controladores de nivel determina qué cantidad de aire se suministra al accionador de la válvula. Normalmente la válvula abrirá de un 20 a 40% para mantener un nivel constante de agua.

#### **10. Conexión de salida de vapor**

Esta conexión se usa para aplicación de vapor o purgado del recipiente. La válvula para esta línea está localizada de modo accesible para el operador. Se emplea en el procedimiento de arranque y paro del tratado.

#### **11. Puntos de muestreo**

Los principales puntos de muestreo, son:

- a) Línea de crudo sin tratar.
- b) Línea de crudo tratado, después de la conexión de salida del tanque.
- c) Muestreo del agua efluente.

Sin embargo, en un equipo de tratamiento, un muestreador ajustable facilita al operador del sistema tomar una muestra de agua o aceite de cualquier nivel dentro del recipiente. Un probador móvil operado desde afuera del recipiente se mueve a la posición correspondiente del nivel deseado. Una palanca indicadora de nivel mueve la línea oscilante hacia arriba o hacia abajo, cuando el muestreador está en la posición deseada, el operador abre una válvula para la caja muestreadora y toma una muestra del nivel que ha seleccionado.

#### **12. Tablero de control de registradores y luces**

Paralelo al tablero de control se pueden llevar a cabo algunas conexiones, como luces piloto y registradores o conectar voltímetros dentro del cuarto de control, resultando ventajoso y económico cuando el operador del equipo realiza otras funciones.

#### **13. Bomba de químicos**

Cada equipo de tratamiento está provisto con una bomba dúplex para la inyección de desemulsificantes químicos delante de la vasija.

## **5.2 Inspección pre - arranque de la vasija electrostática <sup>(14)</sup>**

Antes de poner en operación el equipo de tratamiento, se deberá revisar que las válvulas e instrumentos, así como los motores de las bombas, funcionen adecuadamente. Antes de instalarse boquillas de entrada al recipiente se tendrán que probar contra fugas, para minimizar los posibles daños a éstos. Una vez probados e instalados se deberán llevar a cabo las siguientes pruebas:

- A.** Prueba de corto circuito o prueba de fase del transformador.
- B.** Prueba de circuito abierto.
- C.** Prueba hidrostática.

### **A. Prueba de corto circuito**

Antes de arrancar el equipo de tratamiento, ya sea que se ponga en operación por vez primera o después de un mantenimiento eléctrico, se deberán revisar los transformadores para que exista continuidad eléctrica. La planta no debe arrancarse a menos que los transformadores estén conectados correctamente. Es importante revisar que los datos sobre la placa de los transformadores para los que fueron diseñados sean los mismos a los cuales las terminales de servicio de los transformadores estén trabajando y corroborarlos con el diagrama eléctrico proporcionado por el fabricante. Ya que se ha obtenido esta información, realizar los siguientes puntos:

1. Abrir la entrada hombre del recipiente, poner el botón OFF/ON del tablero de control en la posición "OFF" (apagado), cerrar y marcar el corto circuito principal del tablero de control.
2. Revisar que no haya gas o mezcla de vapor combustible dentro del recipiente, por medio de la aplicación de vapor o gas inerte.
3. Fijar provisionalmente las partes de los electrodos con algún alambre sujetador.
4. Ajustar el flotador-interruptor en posición normal de operación, como si el recipiente estuviese lleno de fluido (posición hacia arriba).

*Pasos de la prueba:* <sup>(14)</sup>

1. Conectar los transformadores del recipiente a las terminales de servicio del tablero de control, como lo indica el fabricante.
2. Verificar si no hay personal dentro del recipiente.
3. Aplicar voltaje a los transformadores.
4. Si la fase del transformador es correcta, los voltímetros y amperímetros indicarán el mismo valor.
5. Apagar los transformadores, posición "OFF".
6. Si la fase del transformador no fue correcta, el voltímetro y el amperímetro para un transformador dado no indicarán las mismas lecturas como los medidores de los otros transformadores. Si éste es el caso, invertir las cargas eléctricas a los transformadores donde las lecturas fueron diferentes.
7. Aplicar voltaje a los transformadores, todos los voltímetros y amperímetros deberán ahora tener la misma lectura.
8. Apagar los transformadores, posición "OFF".
9. Los transformadores están ahora en fase correcta.
10. Cerrar y marcar el corto circuito al tablero de control. Remover todos los cables temporales y cualquier otro material extraño del interior del recipiente.

B. Prueba de circuito abierto <sup>(14)</sup>

*Pasos a seguir:*

1. Asegurarse de que no haya personal dentro del recipiente.

2. Aplicar voltaje eléctrico a los transformadores. Anotar las lecturas del voltímetro y del amperímetro. El voltímetro indicará hasta completar la línea de voltaje y el amperímetro indicará cero.
3. Si las mediciones no son como lo indica el paso 2, ejecutar pruebas para determinar el problema.
4. Apagar los transformadores, posición "OFF".
5. Cerrar y marcar el corto circuito al cuadro de distribución.
6. Remediar el problema, si es que existe, como lo indica el paso 3.
7. Retornar el flotador-interruptor de seguridad a la posición normal de éste.
8. Asegurar que se remuevan del recipiente todo material extraño, tales como herramientas, trapos, tablas, etc.
9. La entrada hombre del recipiente deberá cerrarse y asegurarse.

### C. Prueba Hidrostática <sup>(22)</sup>

Antes de arrancar la vasija electrostática es conveniente llevar a cabo, además de las pruebas eléctricas, una prueba hidrostática, para asegurar que no haya fugas en las conexiones ni en las tuberías, la cual consiste en los siguientes pasos:

1. Cerrar la válvula relevadora.
2. Abrir la línea de venteo.
3. Abrir la línea de entrada al deshidratador e iniciar la inyección de agua dentro de la vasija, cerrarla cuando la línea de venteo indique agua.
4. Represionar la vasija hasta la presión de trabajo (con la bomba de agua).
5. Cerrar la vasija y ver si no hay fuga, en caso positivo, corregirla.

6. Si no se observan fugas, abrir la válvula de descarga y drenar el agua.

### 5.3 Procedimiento de arranque de la vasija electrostática <sup>(14)</sup>

El equipo de deshidratación y desalado del aceite crudo puede ponerse en operación una vez que se le hayan realizado las pruebas eléctricas e hidrostática, como se mencionan en el inciso anterior. Los pasos para su funcionamiento, dados por el fabricante, son los siguientes:

#### Pasos para arrancar un sistema de tratamiento de dos etapas:

1. Abrir las líneas de entrada y salida del aceite crudo de la primera y segunda etapa.
2. Abrir válvulas de mezclado al 100% en ambas vasijas.
3. Cerrar las líneas de agua efluente en ambas vasijas o etapas.
4. Abrir el controlador de contrapresión y del tramo desviador (by-pass).
5. Abrir la línea de venteo para cada etapa.
6. Purgar ambas vasijas para remover el aire ya sea con vapor u otro medio. La inyección de vapor y purgado del recipiente se verán más adelante.
7. Arrancar las bombas del aceite crudo, poner en marcha las bombas de inyección de desemulsificante.
8. Para cada etapa llenar con aceite y cerrar la línea de venteo.
9. Ajustar lentamente el controlador de contrapresión a la presión de operación del equipo.
10. Abrir los interruptores de circuito para los dos cuadros de distribución, aplicar potencia, posición "ON". Los voltímetros señalarán 250 volts o más, los

amperímetros indicarán valores bajos (normalmente entre 1 y 100). Cualquier arco eléctrico dentro de las etapas deberá cesar rápidamente.

11. Operar las vasijas en estas condiciones hasta que la carga de crudo en ellas alcance la temperatura mínima de diseño.
12. Después de que se ha alcanzado la temperatura de operación, poner en marcha el flujo de agua dulce dentro de la segunda etapa y permitir que el agua llegue al nivel normal de operación.
13. Poner en servicio el controlador de nivel de agua.
14. Ajustar las válvulas de la corriente de agua y de las bombas, de tal manera que el agua fluya de la segunda etapa a la primera y de ésta a la línea del agua efluente.
15. Ajustar la caída de presión en las válvulas de mezclado para una caída cerca de 10 lb/pg<sup>2</sup> en cada etapa.
16. Operar el tratador para varios desplazamientos completos bajo esas condiciones.
17. Muestrear y efectuar pruebas del crudo tratado para verificar el contenido de sal y BS Y W (sólidos sedimentables y agua). Si el desalado no es satisfactorio, ajustar las válvulas de mezclado para una mayor eficiencia.

#### Aplicación de vapor<sup>(14)</sup>

El vapor puede aplicarse periódicamente a la fase de agua, por medio del bombeo tipo jet (chorro), el agua aceitosa efluente es un indicador de la cantidad de vapor que debe aplicarse. Para aplicar vapor, el operador del equipo abrirá lentamente la válvula de vapor y permitirá el paso de éste hacia el recipiente. El volumen de vapor requerido para producir suficiente agitación se deberá determinar por la misma experimentación. El operador deberá manejar el vapor hasta que las muestras del agua efluente muestren poco o nada de contenido de aceite. Para detener el flujo de vapor se llevará a cabo con tan sólo cerrar la válvula de la línea de admisión de vapor.

Cuando se introduce vapor es normal escuchar sonidos como "crujidos" y "estallidos" en el fondo del recipiente.

#### Pasos para purgar el recipiente <sup>(14)</sup>

El propósito del purgado de los recipientes de tratamiento antes de poner en marcha el sistema por vez primera, o después de que los recipientes se han vaciado por cualquier motivo, es minimizar la posibilidad de que exista dentro de éstos una mezcla explosiva de oxígeno y vapor de hidrocarburos. Dichos recipientes también deberán purgarse cuando se ponen fuera de servicio.

Existen varios medios de purgado tal, como el uso de vapor, gas inerte (bióxido de carbono o nitrógeno) o agua simple. Los recipientes serán saturados con el medio elegido o disponible, durante un determinado periodo de tiempo que permita desplazar el aire y/o vapor dentro de los mismos y dejar salir gradual e irregularmente una pequeña cantidad de vapor de cada recipiente vía la válvula de estrangulación en la salida del vapor. Los condensados de vapor o agua aceitosa deberán drenarse para un funcionamiento apropiado del medio de purgado. Se deberá usar un indicador de vapor para determinar que los recipientes no contengan combustibles de la mezcla aire-vapor.

Cualquiera que sea el medio de purgado, es necesario aplicar medidas y procedimientos de seguridad para llevar a cabo el método seleccionado en forma apropiada y proporcionar seguridad al personal. Si se usa vapor para purgar los recipientes, la presión del vapor en el recipiente nunca deberá exceder de 5 lb/pg<sup>2</sup> (si la válvula de venteo está completamente abierta) y la temperatura no mayor de 230 °F. Los recipientes deberán vaciarse de cualquier fluido, enfriarse y liberar vapores combustibles antes de entrar a los mismos para su inspección y/o mantenimiento.

## **5.4 Operación del equipo de deshidratación y desalado <sup>(14)</sup>**

Para mantener el equipo de deshidratación y desalado del aceite crudo funcionando a la máxima eficiencia, el operador deberá establecer una rutina de operaciones que reúna las siguientes actividades:

1. Se deberán muestrear y evaluar periódicamente el crudo no tratado, el crudo desalado, el agua dulce de lavado y el agua efluente. La evaluación de esas muestras indicará si el sistema de deshidratación y desalado es adecuado, o si existe algún cambio en las características del crudo o del agua de lavado que requiera efectuar cambios en las operaciones.
2. Los componentes del equipo de deshidratación y desalado que requieran un servicio a intervalos específicos, se deberán reparar o mantener por el fabricante de los mismos.
3. Las partes integrantes del equipo deberán revisarse e inspeccionarse visualmente para detectar posibles problemas de operación y/o mantenimiento.

Una vez llevadas a cabo estas actividades, se tomarán acciones que puedan ajustar el sistema de tratamiento si la deshidratación y desalado no cumple con las especificaciones.

### **Inspección visual periódica <sup>(14)</sup>**

Una inspección visual periódica de los componentes externos del equipo puede ayudar a detectar y prevenir problemas que requieran mantenimiento, antes que éstos causen daño. Comprende de los siguientes puntos:

1. Inspección de las condiciones de pintura y/o acabado sobre las vasijas.
2. Efectuar una revisión visual para detectar cualquier fuga de fluidos, incluyendo una observación del área alrededor de los transformadores del equipo de tratamiento.
3. Observar que todas las conexiones de los cables a tierra estén en perfectas condiciones.

4. Observar las lecturas del voltímetro y del amperímetro, si hay alguna variación en las lecturas fuera de lo normal o algún otro indicativo, denotará la presencia de un problema en la operación de la vasija.
5. Observar las condiciones físicas de las válvulas y de otros componentes mayores.

Al final del capítulo 6 puede verse la tabla 6.3 que proporciona mayor información acerca de los problemas o fallas más comunes de operación de las vasijas y sus posibles causas. Aunque esta tabla no cubre todos los casos que el operador pueda encontrar en la operación del equipo, si señala la mayoría de ellos y describe qué acciones correctivas pueden llevarse a cabo para cada caso.

#### Mantenimiento programado <sup>(14)</sup>

Los componentes del interior de la vasija pueden inspeccionarse durante paros programados. Algunos componentes exteriores, tales como bombas, motores, válvulas e instrumentos pueden requerir mantenimiento programado. El operador del equipo de tratamiento o el departamento de mantenimiento de las compañías fabricantes, deberá llevar un "mantenimiento" registrado que liste los intervalos a los cuales cada componente deberá revisarse o repararse y los resultados de cada servicio o reparación.

En el apartado "mantenimiento del equipo", que se verá más adelante, comprende los servicios que pueden requerirse para cada componente del equipo de tratamiento eléctrico. Una tabla al final del mismo resume esos requerimientos en cuanto a mantenimiento.

#### Cambios en el sistema de tratamiento electrostático <sup>(14)</sup>

Si se llegara a presentar un cambio en las características del aceite crudo en tratamiento, será necesario hacer ajustes en la operación del equipo. Existen seis factores principales que afectan el funcionamiento del equipo de deshidratación y desalado:

1. Gasto de aceite.
2. Gasto de inyección del agua de lavado.

3. Intensidad de mezclado.
4. Tipo y cantidad de desemulsificante.
5. Niveles de agua en los recipientes.
6. Temperatura y presión de proceso.

Muchas veces será necesario ajustar más de uno de estos parámetros de proceso cuando se requiere que el sistema funcione en condiciones óptimas, es decir, que el sistema de tratamiento logre el mejor desalado. El efecto de cada uno de ellos es el siguiente:

#### 1. Gasto de aceite

Si el flujo de aceite varía por abajo o arriba del flujo de diseño, la cantidad de sal remanente en el aceite tratado se incrementará.

#### 2. Gasto de inyección del agua de lavado

Generalmente la cantidad de agua de lavado y dilución es de 2 a 3 veces el volumen de agua residual o del 2 al 10% en volumen de la corriente de carga del crudo.

A medida que el gasto de inyección del agua de lavado se incrementa, de lo mínimo permitido en el sistema hasta el máximo posible, la cantidad de sal remanente en el crudo tratado disminuirá.

#### *Selección y uso del agua de lavado<sup>(14)</sup>*

Es deseable el uso de agua caliente, esto muchas veces previene pérdidas de temperatura de operación. Se recomienda agua dulce no incrustante como agua de lavado en la segunda etapa en una operación de dos etapas. Dependiendo de las operaciones conjuntas al desalado de aceites crudos, puede ser ventajoso emplear agua de lavado de otras fuentes, por ejemplo de torres de agua de vacío (limpieza) para ciertos tipos de crudo, pero generalmente se debe consultar al fabricante del equipo de tratamiento antes de cualquier sustitución del agua dulce de lavado.

Para reducir el taponamiento y la formación de incrustación en los cambiadores de calor ubicados antes del equipo de desalado, es aconsejable agregar periódicamente cerca de un 1% de agua dulce a la corriente del crudo antes de los cambiadores.

### 3. Intensidad de mezclado

La intensidad de mezclado se refiere al grado de mezclado del aceite y el agua que se lleva a cabo debido a la caída de presión que se crea al pasar la emulsión por la válvula instalada para ese fin. Una gran caída de presión o gran intensidad de mezclado puede generar un bajomezclado o sobremezclado, que a continuación se explican:

**Bajomezclado.** Se genera por una insuficiente caída de presión y da como resultado una baja remoción de sal, debido a que es poca la cantidad de agua dulce con el aceite en tratamiento.

**Sobremezclado.** Se genera por una gran caída de presión, dando como resultado la formación de una emulsión estable agua-aceite, la cual no se puede romper rápidamente por la acción del campo eléctrico en esa etapa de tratamiento. Reduciendo la caída de presión en la válvula de mezclado en cuestión, normalmente se corregirá el sobremezclado. Las indicaciones de que ello ocurre, son: un bajo voltaje no usual en la zona de electrodos y un exceso de agua mayor a lo normal en el aceite tratado.

Para efectuar un ajuste en la válvula de mezclado, se deberá poner en marcha una caída de presión sobre la válvula de mezclado, cerrar el volante de maniobra o poner la presión sobre el diafragma hasta que se obtenga una caída de presión de 5 lb/pg<sup>2</sup>. La caída de presión es la diferencia entre las lecturas de los manómetros corriente arriba y corriente abajo de la válvula de mezclado, operar el sistema cerca de cuatro horas y entonces tomar otra muestra. Si la remoción de sal aún está fuera de especificaciones, aumentar la caída de presión en incrementos de 5 lb/pg<sup>2</sup> hasta que el nivel BS y W (sólidos sedimentables y agua) en el crudo tratado, disminuya. Posteriormente, llevar a cabo decrementos o incrementos de 1 lb/pg<sup>2</sup>, hasta lograr resultados satisfactorios. Si los diversos ajustes no producen los resultados deseados, puede ser necesario cambiar la caída de presión en la otra válvula de mezclado (en un sistema de dos etapas) o considerar cambios en otros parámetros del proceso.

### 4. Tipo y cantidad de desemulsificante

Un cambio en el tipo y cantidad del desemulsificante, puede hacer que la precipitación de contaminantes en el crudo sea más efectiva. Si se incrementa el gasto

de agua, puede incrementarse el gasto de desemulsificante, para que el agua y contaminantes se precipiten del crudo hacia el fondo de la vasija. Si el desalado no está dentro de especificaciones, será necesario cambiar más de una variable de operación para lograr el punto deseado.

También, si la cantidad de desemulsificante suministrada al crudo en tratamiento es muy pequeña, la cantidad de sal en el aceite tratado se incrementará. Sin embargo, cantidades excesivas de desemulsificante químico adicionadas al aceite en tratamiento, pueden reducir la eficiencia de tratamiento e incrementar la cantidad de sal en el aceite. Si por alguna razón se cambia el tipo de desemulsificante, entonces se deberá recalcular la dosificación de químicos.

## 5. Niveles de agua en los recipientes

La interfase dentro del recipiente debe mantenerse en un nivel abajo de los electrodos, pero no tan bajo que el exceso de aceite en el agua se incremente. También si el nivel de agua sube a la zona de electrodos, éstos crearán un corto circuito.

## 6. Temperatura y presión de proceso

Una temperatura elevada en el proceso o una baja de la misma, causarán una reducción en la remoción de sal. Hay un punto en el que la temperatura puede causar gases en el deshidratador. Este punto es la temperatura de ebullición de la mezcla agua-aceite en el recipiente @ la presión de trabajo.

La válvula de contrapresión para el sistema se fijará para mantener una presión en cada recipiente al menos de 20 lb/pg<sup>2</sup> arriba de la presión de vapor de la mezcla agua-aceite, esto previene la vaporización, expansión y formación de gas en el recipiente. Si el sistema de contrapresión decrece por alguna razón, puede ocurrir la gasificación. Indicios de excesiva gasificación, son: arqueos en la zona de electrodos, variaciones en las lecturas de los voltímetros, agua en exceso en el aceite tratado y un deficiente desalado.

### Maximización de la operación del sistema de tratamiento <sup>(14)</sup>

Cada vez que se cambien las condiciones de operación del sistema de tratamiento, el operador debe mantener en mente el efecto de cada cambio que se

presente. En el ajuste del tratamiento, los siguientes parámetros son los más importantes:

- El remanente de sal en el aceite tratado debe mantenerse al mínimo.
- El exceso de agua en el aceite tratado debe mantenerse al mínimo.
- El exceso de aceite en el agua efluente debe mantenerse al mínimo.

El operador del sistema probablemente encontrará necesario hacer algunos cambios de operación para conservar esos tres parámetros en sus valores deseados.

Los siguientes conceptos son de utilidad en el cuidado y eficiencia de operación de los deshidratadores electrostáticos.

#### Sal óptima y eficiencia del deshidratador

La sal óptima es la máxima cantidad de sal que quedará en el aceite crudo una vez que ha sido desalado bajo perfectas condiciones de mezclado. Debido a que el proceso de mezclado generalmente no es 100% eficiente, la cantidad real de sal remanente en el aceite crudo tratado, típicamente es mayor que la sal óptima obtenida por cálculos matemáticos, sin embargo, la cantidad de sal obtenida de esta manera es lo más cercano a la del crudo tratado dentro de una eficiente operación del desalador.

La sal óptima calculada para un equipo de tratamiento dado, expresada en LMB (libras de sal por cada mil barriles de aceite), se puede obtener de una manera práctica, usando la siguiente ecuación: <sup>(14)</sup>

$$A = \frac{Z \left[ S_o + \frac{(W)(S_w)}{100} \right]}{X + Y}$$

Donde:

A = Sal óptima, LMB

S<sub>o</sub> = Contenido de sal del crudo no tratado, LMB

Sw = Contenido de sal del agua dulce de lavado, LMB  
W = Barriles de agua dulce por cada cien barriles de aceite  
Z = Sobrante y/o contenido de agua del aceite desalado, % en volumen  
X = Contenido de agua del crudo no tratado, % en volumen  
Y = Agua emulsionada, % en volumen.

Nota: Un ejemplo de aplicación de esta ecuación se incluye en el apéndice B.

### Pruebas de laboratorio <sup>(14)</sup>

Se recomienda que durante los primeros días de operación se realicen pruebas de laboratorio para determinar el contenido agua, sedimento y sales al crudo tratado y sin tratar. Inicialmente las pruebas se harán en intervalos de 4 h. Después que las condiciones se han estabilizado, se harán cada 8 h o se podrán tomar muestras en períodos de 24 h.

### Pruebas de acidez <sup>(14)</sup>

Algunos aceites crudos contienen trazas de ácido inorgánico de operaciones de acidificación en campo, junto con H<sub>2</sub>S (ácido sulfhídrico) y ácido nafténico. Si las pruebas para pH revelan que el agua efluente es corrosiva, deberá agregarse una pequeña cantidad de sosa cáustica al agua del desalador (un pH de 6.0 a 8.0 será lo suficientemente neutro para tener una buena operación).

La sosa debe adicionarse gradualmente debido a que los crudos contienen altos valores de acidez orgánica (ácido nafténico) que pueden reaccionar con la sosa para producir bases detergentes estabilizadores de emulsión, estos detergentes pueden impedir una adecuada deshidratación del aceite.

## **5.5 Procedimiento de paro** <sup>(14)(22)</sup>

Para efectuar el paro de un equipo de deshidratación y desalado, es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Desconectar el interruptor principal de energía del tablero de control y asegurarse que el interruptor esté abierto.

2. Bloquear el flujo del crudo al deshidratador y cerrar todas las válvulas de bloqueo próximas a la vasija.
3. Abrir el by-pass próximo a la válvula de control de nivel y abrir la válvula de venteo para evitar el vacío y drenar el agua del deshidratador.
4. Sacar el crudo del deshidratador.
5. Después de desalojar la vasija cerrar la válvula de venteo, abrir la conexión de entrada de vapor, recibir éste por un tiempo aproximado de cuatro horas hasta alcanzar 5 lb/pg<sup>2</sup> de presión, sin llegar a exceder dicho valor.
6. Cerrar la entrada de vapor y abrir totalmente la válvula de descarga, asegurar que todo el condensado se drene.

**Nota:** No abrir la entrada hombre del recipiente hasta que éste haya sido vaciado, purgado y limpiado, para que pueda entrar el personal a realizar cualquier inspección.

7. Instalar placas ciegas en todas las líneas conectadas al deshidratador.
8. Abrir el deshidratador y revisar con el indicador si hay presencia de gas combustible, si es así, reanudar la inyección de vapor al recipiente. Si no hay gas presente, lavar cuidadosamente el recipiente con agua a alta presión para remover los sólidos del interior del mismo.
9. Una vez que se han efectuado los pasos anteriores y se ha lavado y enfriado el recipiente, entonces estará listo para entrar.

**Nota:** Se deben seguir todas las reglas de seguridad vigentes al respecto. Los pasos descritos anteriormente se pueden modificar y ajustar a los requerimientos de campo.

## 5.6 Mantenimiento del equipo de deshidratación y desalado <sup>(14)(22)</sup>

Para un funcionamiento continuo y seguro del equipo de tratamiento, es necesario llevar a cabo una serie de operaciones de rutina y/o mantenimiento de todos y cada uno de sus elementos integrantes, como son:

1. Vasija
2. Conjunto de electrodos
3. Distribuidor
4. Transformadores
5. Controladores de corriente
6. Boquilla de entrada
7. Aisladores de suspensión
8. Señales de advertencia
9. Conjunto de conductores
10. Tablero de control
11. Switch flotador de seguridad
12. Válvula de control de interfase
13. Controlador de interfase
14. Válvula de mezclado
15. Sistema de tuberías de lavado
16. Bomba de inyección de reactivos químicos.

### 1. Vasija

La operación de la vasija deberá apegarse al procedimiento estándar de operación para vasijas a presión. La pintura del recipiente y todo el equipo ligado deberá mantenerse en buen estado. Existen períodos máximos permisibles para la inspección de recipientes a presión en plantas de proceso, de acuerdo con normas de seguridad. Las tablas siguientes, muestran los plazos máximos entre dos inspecciones sucesivas en función de la clase de material que se maneja, la presión de operación y los datos de que se disponga sobre la corrosión interior o exterior que está sufriendo el recipiente.<sup>34</sup>

TABLA 5.1  
MATERIALES INFLAMABLES O DAÑINOS

	Plazos máximos de revisión, en años			
	Presión		Hay desgaste o no existen datos	No hay Desgaste
	Kg/cm <sup>2</sup>	Lbs/pg <sup>2</sup>		
Baja	0 a 21	0 a 300	3	5
Media	21 a 42	300 a 600	2	4
Alta	más de 42	más de 600	1	3

- Estos plazos deben reducirse a un año, si el material es autoinflamable.

TABLA 5.2  
MATERIALES COMBUSTIBLES

	Plazos máximos de revisión, en años			
	Presión		Hay desgaste o no existen datos	No hay Desgaste
	Kg/cm <sup>2</sup>	Lbs/pg <sup>2</sup>		
Baja	0 a 21	0 a 300	4	6
Media	21 a 42	300 a 600	3	5
Alta	más de 42	más de 600	2	4

TABLA 5.3  
MATERIALES INOFENSIVOS

	Plazos máximos de revisión, en años			
	Presión		Hay desgaste o no existen datos	No hay Desgaste
	Kg/cm <sup>2</sup>	Lbs/pg <sup>2</sup>		
Baja	0 a 21	0 a 300	7	10
Media	21 a 42	300 a 600	5	8
Alta	más de 42	más de 600	3	6

## 2. Conjunto de electrodos

Durante la operación del equipo no se requieren revisiones de ajuste en el conjunto de electrodos. Se recomienda la inspección periódica de las piezas de los electrodos, éstos se deben revisar para determinar si están nivelados y centrados en el interior de la vasija, se deben inspeccionar estructuralmente revisando pernos flojos o sueltos, fallas mecánicas y hacer inspección visual del metal. Revisar las condiciones y conexiones de los contactos de los electrodos a la boquilla de entrada.

## 3. Distribuidor

La distribución de la emulsión dentro de la vasija se consigue por medio del conjunto del distribuidor visto en la descripción de componentes. Durante paros programados, los orificios del distribuidor, baffles, colectores y tuberías, se deben inspeccionar cuidadosamente por taponamientos, incrustaciones y corrosión. La incrustación se disuelve por acidificación o por el rascado mecánico, si la corrosión es excesiva, la parte que la presenta debe ser reemplazada.

## 4. Transformadores

*Aceite del transformador.*- Es posible que el aceite contenga humedad después que el transformador se ha instalado, por lo que se deberá sacar periódicamente una muestra del fondo del tanque y hacer pruebas de humedad, teniendo cuidado de ajustar la empaquetadura para evitar que penetre la humedad. Los transformadores nunca se deben operar o dejar fuera de servicio sin que el nivel de aceite esté en la marca correcta. Periódicamente se deberá revisar dicho nivel y si no ajusta será necesario agregar suficiente cantidad para que llegue a la altura requerida o extraer aceite del tanque según sea el caso. Los transformadores son parte integral del sistema eléctrico del deshidratador y no requieren un procedimiento propio de operación.

*Servicio al transformador.*- Cuando alguno de los transformadores del deshidratador requiera de servicio por cualquier motivo, se procederá a efectuar lo siguiente:

- a) Todos los interruptores del circuito primario del transformador deberán desconectarse y aislarse. Interruptor puesto en posición "off".

Es muy importante que el interruptor de circuito para cada transformador esté asegurado en "off".

- b) Primero se debe conectar un cable de tierra a una terminal aterrizada, extender el cable con alguna abrazadera y hacer contacto con la terminal de alto voltaje de la boquilla del transformador para descargar cualquier carga estática que pudiera estar presente.
- c) El cable a tierra deberá estar conectado a la terminal de alto voltaje de la boquilla de los transformadores.
- d) Efectuados los pasos anteriores, se podrá hacer el servicio requerido.
- e) Después de dar servicio a los transformadores, se deberá desconectar primero la terminal con la abrazadera antes de desconectar el cable de la terminal a tierra.
- f) Poner la cubierta del transformador cuando se dé por terminado el servicio.

#### *Fallas del transformador*

La operación de los transformadores del deshidratador y desalador generalmente está libre de problemas. Las fallas, en caso de presentarse, se pueden dividir en dos tipos: fallas de las boquillas de entrada del transformador y transformadores carbonizados.

Las fallas de los transformadores se pueden determinar desconectando la terminal de alto voltaje de las boquillas de los transformadores, las boquillas de entrada a la vasija y energizando el transformador con el circuito abierto. Una falla del transformador la indica una lectura mínima en el voltímetro (0-10 volts). Si en el voltímetro se lee un valor máximo (línea de voltaje), ello indica una operación correcta del transformador y entonces la falla estará limitada a la sección eléctrica de la propia vasija.

Si se encuentra una falla en el transformador, desconectar la línea de alto voltaje que va de la terminal de la boquilla dentro del transformador a la terminal de alto voltaje de entrada a la vasija y energizar el transformador. Si no se encuentra la falla por un voltaje mínimo, ésta se encuentra en la boquilla de entrada al transformador, de otra manera indica una falla en el propio transformador.

Es muy importante tener en cuenta las medidas de seguridad que ya se han mencionado, cada vez que sea necesario trabajar con transformadores.

## 5. Controladores de corriente

Un controlador de corriente se instala en serie con el transformador. Los controladores son aislados con aceite estándar para transformador. Como se vio anteriormente, se deberá tener cuidado que el aceite en el tanque controlador esté libre de humedad, para ello el empaque de la tapa del tanque se deberá colocar correctamente de tal manera que el tanque selle perfectamente para prevenir la entrada de humedad. Los controladores son parte integral del sistema eléctrico del deshidratador y no requiere procedimiento individual de operación.

### *Fallas de los controladores*

La operación de los controladores del deshidratador generalmente no presenta problemas, sin embargo, una falla del controlador se puede determinar por la prueba Megger (pruebas de aislamiento de voltaje inducido), a través del embobinado que deberá ser cero ( 0 ) megahoms entre todas las vueltas y de 20 megahoms como mínimo entre el embobinado a tierra.

Las precauciones de seguridad son las mismas que se llevan a cabo para los transformadores.

## 6. Boquilla de entrada

No se requiere un procedimiento especial de operación con respecto a las boquillas de entrada, que sirven para conducir la energía de los transformadores hacia el interior de la vasija. Se deben inspeccionar regularmente los contactos internos de las boquillas de entrada con los electrodos para mantenerlos en buenas condiciones eléctricas. Las propias boquillas de entrada deberán revisarse durante las inspecciones programadas, para verificar que no haya depósitos de sedimento o residuos carbonizados en su superficie. Darles limpieza con estopa antes de ponerse en servicio nuevamente.

El aceite que se usa en los recipientes externos de las boquillas es aceite estándar para transformador y se debe mantener limpio y seco. En el caso de una falla de la

terminal de conexión entre la boquilla de entrada y el transformador, se requerirá el cambio de la terminal.

## **7. Aisladores de suspensión.**

Los aisladores suspenden y soportan los electrodos (rejillas), de las paredes del recipiente y aíslan eléctricamente los electrodos del contacto con el recipiente tratador. No se requiere un procedimiento especial de operación, las fallas de los aisladores se pueden determinar por la prueba Megger. Cuando se inspecciona el ensamblado interno de la vasija se deben probar los aisladores de suspensión con la prueba Megger, inspeccionando visualmente y lavando bien con solventes no tóxicos y no inflamables. Para hacer dicha prueba primero se debe desconectar la conexión de alto voltaje dentro de la vasija. Si existe un corto, cada aislador se deberá revisar individualmente así como el ensamble de la boquilla.

## **8. Señales de advertencia**

Las señales de advertencia del equipo deshidratador deberán recibir una buena limpieza y estar siempre legibles. Sirven sólo como una señal de las características de la planta y no necesariamente del proceso de operación.

## **9. Conjunto de conductores**

La operación del conjunto de conductores consiste en maniobrar los interruptores del circuito en el tablero de control. El conjunto de conductores siempre se debe mantener en buenas condiciones. Es recomendable hacer pruebas periódicas Megger del cableado del conjunto, realizando inspecciones regulares para detectar cualquier tierra que se llegara a presentar. Las conexiones eléctricas a tierra de todo el equipo se deben inspeccionar regularmente para mantenerlas apretadas.

## **10. Tablero de control**

En el tablero de control están localizados un voltímetro y un interruptor de circuito para el electrodo inferior y su respectivo amperímetro. La energía del electrodo se controla con el interruptor de circuito, sin embargo, no se puede aplicar energía a menos que la vasija esté llena y que el interruptor por bajo nivel esté cerrado (flotador hacia arriba).

Cuando el deshidratador está en operación y se aplica energía a los electrodos desde el tablero de control, se puede leer el voltaje del electrodo en su respectivo voltímetro y la carga para el electrodo en su respectivo amperímetro (3 voltímetros y tres amperímetros para tres fases).

Se debe establecer un programa de inspección de voltímetros y amperímetros, así como revisar los topes viajeros del interruptor de circuito para asegurar una mejor operación. Es necesario, además de los ajustes indicados, revisar y limpiar los venteos y drenes para prevenir daños al mecanismo viajero.

#### **11. Switch flotador de seguridad**

El flotador interruptor funciona automáticamente con el nivel de líquido en la vasija del deshidratador, éste no requiere un procedimiento manual durante su operación normal.

El mecanismo de unión del brazo del flotador se debe mantener en buenas condiciones de operación para que esté libre en sus movimientos. Se debe inspeccionar contra fugas durante inspecciones regulares, para ello se requerirá quitar el ensamblaje del flotador y probarlo en un tanque con agua.

#### **12. Válvula de control de interfase**

La válvula de control de interfase deberá inspeccionarse periódicamente para cualquier señal de sobre uso de los componentes: asientos, tapones, varillas, indicadores y empaques. Estos componentes se deberán mantener en buenas condiciones y, en caso dado, reemplazar la válvula y lubricarla si se requiere.

#### **13. Controlador de interfase**

Un aumento del nivel de agua incrementará la presión sobre el diafragma de la válvula de control de nivel de agua, la cual a su vez abrirá la válvula de control. Si el piloto no está controlando a una lectura dada, se recomienda cambiar el ajustador del nivel hacia arriba o hacia abajo según como se necesite. El mantenimiento de transmisores y controladores generalmente será manejado por el personal de instrumentos. Para inspeccionar el flotador y su mecanismo se debe vaciar el recipiente.

#### **14. Válvula de mezclado**

Una emulsión agua-aceite puede generarse cuando el agua y la mezcla de aceite crudo, que son conducidos al interior del deshidratador, experimentan una caída de presión en la válvula de mezclado. Dado que el flujo de agua y mezcla de aceite puede sufrir variaciones, se puede requerir el menor ajuste de la válvula de mezclado para mantener una determinada caída de presión. Las lecturas de las presiones medidas en ambos lados de la válvula de mezclado deberán anotarse regularmente y compararse con lecturas anteriores. Si la diferencia de presión entre las dos medidas (caída de presión) ha cambiado considerablemente, puede ser necesario incrementar o disminuir el vástago de la válvula. Las válvulas de mezclado requieren un mínimo de mantenimiento, los empaques se deberán revisar regularmente cada vez que el deshidratador salga de funcionamiento para su inspección.

#### **15. Sistema de tuberías de lavado**

No hay ninguna operación de rutina para este sistema, solamente una revisión periódica del registrador de tiempo para determinar si está trabajando convenientemente. Durante los paros rutinarios, se debe quitar y reparar la tubería del interior de la vasija, las boquillas y múltiples fuera de la misma, la válvula de control automático y la descarga de la bomba de fluido. Si existe evidencia de incrustación, todo o corrosión, el elemento dañado se debe reemplazar.

#### **16. Bomba de inyección de reactivos químicos**

La bomba de reactivos químicos se puede "cebar" si se requiere, desconectando la descarga y operando la bomba o el émbolo buzo en forma manual hasta que aparezca el líquido libre de aire en la salida. En caso de fuga alrededor del émbolo buzo de la bomba durante la operación, será necesario apretar el prensa-estopas.

La capacidad de la bomba se ajusta por el acortamiento o alargamiento de la carrera del émbolo buzo, aflojando o apretando el collar para que permita más o menos el movimiento del émbolo buzo como se desee. Cuando se ha alcanzado el volumen querido, se ajusta la tapa nuevamente en su lugar.

Siempre debe haber lubricante para transmisión en el reductor de velocidad, pero no en exceso. Debe haber suficiente espacio para la radiación del calor generado

mientras el reductor esté en operación. El lubricante se debe adicionar al reductor, removiendo el tapón de la parte superior y llenando a nivel del vástago central.

La cremallera y la caja del piñón están provistos con un tapón en la parte superior para introducir el lubricante del mecanismo de transmisión. Todas las bombas tienen graseras para la lubricación de los baleros en todos los puntos de unión, mismas que deben llenarse regularmente para mantener todos los puntos lubricados.

## **5.7 Investigación y reparación de fallas<sup>(14)</sup>**

Los problemas que se presentan en un tratador electrostático generalmente se indican por disminución del voltaje eléctrico, o bien los señalamientos de luz se hacen intermitentes, se atenúan o se apagan por completo. Esto es una señal transmitida desde la zona de electrodos por el electrodo de carga (inferior) al hacer corto.

### **Problemas y/o fallas más comunes:**

- 1.** Puesto que el electrodo superior está aterrizando a través de la vasija, cualquier material conductivo entre los electrodos o acumulación de agua y sedimentos, sulfuro de hierro o material similar, pueden causar corto circuito. Siendo la acumulación en la interfase la causa más común de corto.
- 2.** La energía eléctrica suministrada al tratador se deberá revisar y examinar para que exista un buen contacto con fusibles, luces del termostato y el mecanismo del switch.
- 3.** Si el sistema eléctrico que suministra a la vasija se encuentra dentro de la normalidad y se llegara a presentar una situación de falla (corto), entonces el nivel de agua se deberá bajar gradualmente.
- 4.** Si el corto fue causado por una acumulación de contaminantes en la interfase, entonces se deberá bajar el nivel de agua más allá de la interfase para que las condiciones del tratador se normalicen, esto es, el voltaje se incrementará, el amperaje disminuirá y las luces de señalamiento volverán a ser firmes y brillantes. Una manera de eliminar la acumulación en la interfase, es incrementando la

temperatura del sistema, aunque generalmente son necesarios otros cambios básicos en el tratamiento para prevenir esta situación.

5. Si el procedimiento anterior no revela la fuente de la falla, será indispensable una inspección más detallada de los transformadores y de las pruebas del circuito eléctrico para precisar las condiciones de corto causadas en la boquilla de entrada a la vasija, en los electrodos, las barras aisladoras o los switches flotadores de seguridad. Para esto, el equipo debe detenerse momentáneamente y reanudar tan pronto se hayan hecho las correcciones.

Durante estas condiciones de trastorno, la demanda de voltaje aplicado (VA) puede exceder la capacidad disponible, por lo que es necesario reducir este voltaje durante tales sobrecargas. Para abastecer las capacidades de sobrecargas, y aún permanecer dispuestos para una operación normal cuando se presenta la falla, los sistemas de potencia eléctrica incorporan series limitantes de reactancia por medio de un reactor de aire o reactor de núcleo saturable. Estas unidades funcionarán en sistemas de corriente alterna (AC) y tendrán un efecto de potencia característico deseable el cual, considerando la eficiencia operacional, facilitará los requerimientos del sistema, permitiendo un aprovechamiento relativamente alto de las cargas suministradas.<sup>(5)</sup>

6. Si existe fuga de vapor de agua en el montaje de la boquilla, los condensados resultantes del tratamiento lo debilitarán. La expansión térmica diferencial de los elementos de la boquilla hace difícil el cierre de las mismas. Las causas principales de falla de la boquilla, son: superficie sobrearqueada, perforación del dieléctrico y contaminación interna por presencia de fugas. Todos los aisladores en campos electrostáticos tienden a atraer y retener contaminantes sobre su superficie.
7. En cualquier sistema de tratamiento existen válvulas manuales o automáticas que están expuestas a una operación inadecuada, ya que llegan a abrir o cerrar equivocadamente, aunque no es común puede suceder, por ello es bueno revisar estas válvulas cuando existen problemas o fallas a través del sistema, garantizando con ello la continuidad del flujo.
8. Los aditivos químicos no podrán por sí solos solucionar todos los problemas o fallas que pudieran aminorar la eficiencia de la deshidratación electrostática, tampoco el equipo por sí mismo. Sin embargo, si ambos se conjugan puede lograrse un buen

tratamiento de las emulsiones agua-aceite en campo, que cumpla los requerimientos deseados con los más bajos costos posibles.

9. Entre mayores sean los conocimientos que se tengan del sistema y su operación, más rápido y fácil se podrán corregir los problemas cuando éstos se presenten.

Al final del capítulo 6 se presenta la tabla 6.3 en la que se mencionan causas, efectos y acciones correctivas de los problemas y fallas más comunes en un sistema de tratamiento electrostático.

### **5.8 Parámetros de diseño de los deshidratadores electrostáticos <sup>(11)</sup>**

Para llevar a cabo una buena deshidratación y desalado de emulsiones de aceite crudo por medios electrostáticos y emplear eficientemente el equipo de tratamiento, es necesario comprender la naturaleza de estas emulsiones y los factores que influyen en su estabilidad. Así como los medios por los cuales se pueden tratar, mismos que se han mencionado en el desarrollo de este trabajo y que ahora se puntualizan como parámetros de diseño de los deshidratadores electrostáticos, dada su importancia y repercusión en el tratamiento de las emulsiones agua-aceite.

#### Naturaleza de las emulsiones <sup>(11)</sup>

Desde el punto de vista físico, una emulsión agua-aceite se puede caracterizar en términos de las propiedades o parámetros físicos medibles de los dos líquidos que forman la emulsión, como son: el tamaño de la partícula de agua, la viscosidad del aceite, la densidad del agua y del aceite, y el grado de dispersión de la fase acuosa dentro del aceite crudo. Estas propiedades son las que rigen el diseño de los deshidratadores y desaladores electrostáticos. Además, es importante conocer el tipo de crudo que se va a tratar para definir con anterioridad el tipo de tratamiento a seguir.

#### *Crudos ligeros <sup>(10)</sup>*

Con base en datos históricos los deshidratadores electrostáticos por lo regular se diseñan para crudos ligeros (30 °API y más ligeros). Para establecer los parámetros de diseño y el funcionamiento de un equipo de tratamiento eléctrico, normalmente son suficientes datos de gravedad API, viscosidad y, saber si el crudo es asfáltico,

parafinico o base nafténico. El punto de opacidad es otro factor que se debe tomar en cuenta cuando se tienen temperaturas de operación menores a 60 ° C, ya que el agua remanente, en caso de un tratamiento inadecuado, origina la formación de cristales de cera.

Las dimensiones de los deshidratadores electrostáticos horizontales que operan con emulsiones ligeras, se basa casi siempre en la velocidad vertical de la fase continua, aceite en este caso. El diámetro específico de la vasija, por lo general, se basa en el aspecto económico; por ejemplo, una vasija de 10 pies de diámetro es más económica que una de 14 pies para un área de sección transversal dada, en la mayoría de presiones de diseño. <sup>(10)</sup>

El aceite en el agua efluente drenada del fondo de la vasija no representa problema alguno cuando se tratan crudos ligeros. <sup>(10)</sup>

### *Emulsiones pesadas* <sup>(10)</sup>

Comúnmente, los crudos pesados se usan como materia prima en procesos catalíticos de craqueo, donde se convierten en fracciones más ligeras y de mayor valor comercial, tal como gasolina de craqueo y olefinos, que sirven como materia prima a los equipos de alquilación. Estos aceites pesados contienen contaminantes extraíbles con agua dulce, tales como el sodio, el cual es perjudicial al catalizador. Cuando los aceites pesados se usan como combustible para turbinas, sin haber llevado un buen desalado, pueden producir corrosión y acumulación de iones de metal en los componentes de las mismas.

Cuando se procesan aceites pesados, "crudos sintéticos" o aceites residuales en una etapa simple de tratamiento, la eficiencia de desalado no es muy buena, debido a que existe menor diferencia en gravedad específica entre el aceite y el agua, además de que la viscosidad es mayor en estos aceites. Ese material a menudo contiene sal cristalina, gotas de agua y sólidos finamente dispersados, es por ello necesario el uso o empleo de unidades de dos o tres etapas para llevar a cabo un buen tratamiento de emulsiones de este tipo. Sin embargo, si después de un tratamiento de dos etapas aún persisten los problemas con esas emulsiones, será necesario el uso de solventes. <sup>(10)</sup>

## Estabilidad de las emulsiones

Como se explicó con anterioridad, una emulsión agua-aceite se refiere a una emulsión que está formada por pequeñas gotas de agua dispersas en el aceite, donde la sal está disuelta en el agua dispersa. Esta dispersión consiste de dos líquidos inmiscibles teniendo diferentes densidades, que son mecánicamente inestables en un campo gravitacional, donde podrían finalmente separarse. Si la tensión interfasial es considerable, la dispersión es termoquímicamente inestable respecto a las dos fases. Así, la dispersión de las gotas de agua en el aceite pudiera eventualmente coalescer de la fase de aceite. Se dice que eventualmente, dado que el tiempo requerido para que una dispersión coalesca y precipite satisfactoriamente, muchas veces es muy grande y no es técnica o económicamente aceptable. Considerando que las circunstancias son favorables para el tratamiento de emulsiones, el estudio de su estabilidad es, en realidad, la evaluación de dos factores los cuales influyen el grado de tratamiento, uno involucra la velocidad de asentamiento de las gotas de agua en un campo gravitacional y el otro concierne a la floculación y coalescencia final de las gotas de agua. <sup>(11)</sup>

### *Asentamiento <sup>(11)</sup>*

Como se citó en el capítulo 2, la velocidad de asentamiento de partículas de agua en un campo gravitacional por diferencia de densidades entre las fases de agua y aceite, se describe por la ecuación de Navier-Stokes (Ley de Stokes):

$$v = k \frac{(\rho_w - \rho_o) d^2 g}{18\mu_o}$$

La consideración de esta ecuación revela que los parámetros críticos que se deben tener presentes en el diseño de tratadores electrostáticos son la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, la viscosidad del aceite y el diámetro de la gota de agua. Su efecto sobre la misma ecuación se analizó anteriormente.

## *Floculación y coalescencia<sup>(11)</sup>*

Ambos efectos se requieren para separar eficientemente el agua del aceite. La floculación estabiliza irreversiblemente las gotas en contacto y es un requisito para que se logre la coalescencia de un líquido disperso en un líquido continuo. Sin embargo, las fuerzas naturales de repulsión que ocurren en las dispersiones son insuficientes para prevenir la formación paulatina de un empaque alrededor de las gotas de agua (nata), que impide la coalescencia. Además, las fuerzas de atracción entre las gotas de agua comúnmente son débiles, aun después de un acercamiento próximo. Es por eso que se deben utilizar otros medios para lograr estos efectos, como es el caso de la aplicación de un campo eléctrico.

De este modo, la estabilidad de una emulsión o la resistencia de ésta a ser destruida depende de varios factores: características del material emulsificante, tipo de aceite crudo (viscosidad, densidad específica), porcentaje de agua presente, razón de película, grado de agitación, contenido de materiales sólidos orgánicos e inorgánicos, pH de la fase acuosa y grado de intemperización de la emulsión.

### Campos eléctricos<sup>(5)(11)</sup>

El tratamiento de una emulsión de aceite crudo puede ser muy variado dependiendo de las características y tipo de crudo, de las especificaciones requeridas en el punto de entrega, así como de la infraestructura disponible durante el proceso de deshidratación y desalado.

Dentro de esas variantes de tratamiento de emulsiones agua-aceite, la aplicación de energía eléctrica, ayuda a mejorar y acelerar el proceso de deshidratación y desalado de mezclas agua-aceite.

La aplicación de un campo eléctrico para la separación de dos líquidos inmiscibles como es agua-aceite, involucra varios mecanismos para propiciar la floculación y coalescencia de las gotas de agua de la fase de aceite. A la fecha se han venido usando tres diferentes procesos de separación eléctrica de acuerdo con el tipo de corriente aplicada. Los trabajos realizados originalmente fueron llevados a cabo en un campo eléctrico de corriente directa, (DC). Posteriormente el equipo fue modificado para producir un campo con dos componentes, uno directo y uno alterno, llamado

campo de polaridad DC/AC o DUAL. En la actualidad la mayoría de los campos aplicados son creados por corrientes alternas, conocidos como campos AC.

*Los campos electrostáticos DC*, producidos en estudios de laboratorio, son capaces de efectuar la separación del agua y aceite. En la industria petrolera se han instalado cerca de 500 unidades de tratamiento de aceite crudo con campos DC. Su aplicación es más recomendable para la separación de pequeñas cantidades de agua salada de destilados ligeros como el diesel, acarreadas accidentalmente con el combustible.

*El campo DC/AC*, mejoró los resultados del campo DC lo que facilitó el diseño de unidades de mayores dimensiones, ya que pudo causar que las gotas de agua coalescieran a través de la masa de aceite. Aún existe un pequeño número de unidades que continúan utilizando el campo DUAL. Este campo tiene la ventaja de poder aplicarse a un mayor número de aceites crudos, prácticamente a todos los destilados. Cuenta con la desventaja de ser más costoso en comparación con el campo DC y no remueve gran cantidad de agua de la mezcla. Sin embargo, si fuera necesario reducir el contenido de agua más allá de 0.1%, el campo DC/AC puede ser aceptable.

*El campo AC*, es la aplicación más general para el tratamiento electrostático de emulsiones de todo tipo de aceites crudos. Éste desarrolla un nuevo concepto en la generación de un campo eléctrico y en la estructura de los electrodos respecto a la tecnología con campos DC. Hoy día, casi todas las instalaciones modernas de deshidratación y desalado de aceites crudos emplean campos eléctricos del tipo AC. Más de 2 000 unidades de este tipo se han instalado en la industria del petróleo, ya que se adaptan mejor a las necesidades actuales de campo y al área de refinación.

#### Características del recipiente de tratamiento.

##### *Presión del recipiente.*<sup>(11)</sup>

Todo equipo electrostático empleado en la deshidratación y desalado de aceites crudos casi siempre se opera a presión, lo que permite manejar grandes flujos de mezclas agua-aceite, evitando el peligro de incendios y previendo las pérdidas de hidrocarburos por evaporación.

Muchas de las instalaciones electroquímicas instaladas en la industria petrolera fueron económicamente justificadas con base en la recuperación de hidrocarburos como resultado de operaciones a presión.

Los primeros deshidratadores eléctricos fueron operados a presiones de 15 a 25 lb/pg<sup>2</sup>, aún muchas unidades continúan tratando apropiadamente aceites crudos a tales presiones. Sin embargo, los diseños más actualizados de vasijas de tratamiento operan a presiones que van de 25 a 75 lb/pg<sup>2</sup>. Algunas vasijas a presión empleadas como desaladoras en refinerías, generalmente operan a presiones arriba de 100 lb/pg<sup>2</sup> y algunas se han diseñado para presiones de 600 lb/pg<sup>2</sup>. Mientras se mantenga la presión en la sección de electrodos dentro del recipiente arriba de un valor, del cual pudieran aparecer cantidades apreciables de gas envolvente, la vasija puede diseñarse para cualquier presión de operación.

#### *Válvula reguladora de presión*<sup>(11)</sup>

Para el diseño de tratadores electrostáticos, comúnmente es necesario incluir en él una válvula reguladora de presión o venteo, que limite la presión de operación dentro del recipiente para un cierto valor menor al cual fue diseñado, ya que un diseño más apegado a las condiciones de flujo del pozo o presión de la bomba elevaría el costo del mismo.

#### *Distribuidor de emulsión*<sup>(11)</sup>

Para aprovechar eficientemente la capacidad de un recipiente a presión es indispensable que la emulsión se distribuya uniformemente por toda el área de la vasija, aun cuando se varíe el gasto de entrada. Esto puede llevarse a cabo bajo dos consideraciones:

- a) Que la distribución del gasto sea en la parte inferior del electrodo.
- b) Que la distribución sea dentro de la estructura del electrodo.

Esto limita el volumen máximo de crudo a tratar y sólo es posible si se emplea un campo DC o un campo DC/AC, aunque en refinerías puede llevarse a cabo en campos AC donde se procesan grandes volúmenes de aceite crudo.

Los distribuidores de emulsión de acuerdo a la consideración "a)", se clasifican de baja velocidad y los hay de dos tipos:

1. Tuberías perforadas o ranuradas (primeros en el mercado).
2. Canaleta invertida ranurada (más recientes).

Los distribuidores de canaleta invertida mantienen uniformemente la distribución del flujo a través de sus ranuras laterales, aun con variaciones de velocidad y prácticamente están libres de problemas por taponamiento. En el caso de tuberías perforadas si se presentan.

Los distribuidores de alta velocidad, consideración "b)", generalmente inyectan la emulsión directamente en el campo eléctrico de alto voltaje. Los gastos de emulsión en la entrada en el punto de inyección son algunas veces muy semejantes a los de baja velocidad. Se usan mayormente en equipos de refineries que en campo, por lo común son inadecuados si el volumen de agua y sedimento (BS y W) a la entrada de la vasija excede del 30%.

#### *Estructura del electrodo<sup>(11)</sup>*

Una de las partes más importantes de un deshidratador o desalador eléctrico es la estructura del electrodo, por medio del cual se aplica el campo eléctrico de alto voltaje a la emulsión. Los detalles de estructuras de electrodos son considerados propiedad de las compañías fabricantes de equipo. Sin embargo, las estructuras de electrodos se pueden clasificar en dos tipos:

1. Las primeras estructuras en salir al mercado, envuelven grandes cantidades de placas metálicas en forma de láminas pendiendo verticalmente. Este tipo por lo general se emplea en campos DC o campos DC/AC.
2. Electrodo de mayor uso se construyen en planos horizontales formados por anchas varillas espaciadas en forma de rejillas. Este tipo por lo regular se emplea con campos AC.

Las estructuras de electrodos, sin embargo, tienen en común cierta característica: una mínima porción de la estructura del electrodo está casi siempre aislada del

recipiente y conectada en la salida a una fuente de poder externa al recipiente. Comúnmente, una parte de la estructura del electrodo se mantiene a tierra, pero en algunos diseños esta región es ocupada por las paredes del recipiente y/o por las capas de agua dentro del mismo.

### *Suministro de voltaje* <sup>(5)(11)</sup>

El suministro de voltaje a la vasija electrostática lo proporciona una fuente de poder que está conectada al electrodo energizado dentro del recipiente. Para la mayoría de las unidades, la fuente de poder consiste en un transformador que convierte un potencial primario de 220 a 480 volts a un alto potencial secundario de 13 000 a 33 000 volts. Estos voltajes pudieran requerirse. En muchos de los casos, el embobinado de alto voltaje de los transformadores se diseña para resistir un sobrevoltaje ocasional.

Los sistemas DC y DC/AC requieren, además del transformador, un medio de rectificación de altos voltajes fuera del transformador. Este equipo adicional puede ser mecánico, como se emplearon en su aparición en la industria petrolera, o utilizar tubos al vacío, o modernos rectificadores transistorizados. Todos los sistemas DC no toleran grandes cantidades de flujo y/o sobrevoltaje, por lo que habitualmente son inestables para grandes aplicaciones en campo.

A menudo el voltaje se selecciona después de que la unidad se ha puesto en operación.

El diseño eléctrico para el tratamiento de las emulsiones deberá ser simple y potente, ya que las operaciones no son estrictamente controladas y los trastornos eléctricos ocurren casi siempre, por lo que se busca minimizar la frecuencia de estas fallas.

El consumo de energía eléctrica no tiene una relación directa con la emulsión en sí. Dicho consumo depende de varios factores, como son: conductividad, temperatura, contenido de líquido y turbulencia de la emulsión, configuración del electrodo, etc. En caso extremo este consumo será de gran magnitud, sin embargo, la energía útil suministrada al sistema se consume por el arrastre de partículas al coalescer y vencer la película estabilizadora sobre las gotas de agua dispersas.

La carga eléctrica suministrada al sistema está determinada, en mayor parte, por la conductancia de la fase continua. Aunque en realidad, la conductancia de las emulsiones es mayor porque sólo una pequeña concentración de emulsión pasa a través de los electrodos. Las demandas en el abastecimiento de fuerza eléctrica están sujetas a variaciones en la operación o mal funcionamiento del equipo accesorio. Por ejemplo, si el controlador de nivel de agua se avería, una falla perjudicial resulta del inundamiento de los electrodos de alto voltaje.

La capacidad de abastecimiento de corriente eléctrica alterna AC es de 5 a 500 Kva y emplea transformadores de 5 a 167 Kva de potencia. Las conexiones están hechas en serie ayudando a transformadores dobles de una sola fase, transformadores dobles de tres fases o transformadores triples de tres fases, dependiendo del caso, pero en cualquiera de ellos, el cable de alto voltaje de cada transformador está conectado a una terminal a tierra.

La mayoría de unidades de transformadores tipo múltiple, son capaces de operar con una eficiencia reducida en caso de que uno o más transformadores o equipos asociados fallen. El factor de potencia característico de la carga suministrada en sistemas AC, es aproximadamente del 70%.

Los transformadores de placa por lo regular son del tipo de alta reductancia calibrados a 480/24 000 ó 36 000 volts de corriente alterna. El ajuste del voltaje se lleva a cabo por un transformador variable de bajo voltaje. El montaje de las unidades de fuerza, ya unido, está sumergido en aceite. Las unidades de mayor capacidad, por lo común, tienen ciertas derivaciones en el embobinado para alterar el voltaje de salida y, éste a su vez, se filtra a carga normal por medio de la capacitancia del equipo tratador con una ondulación de 3%.

La fuerza eléctrica para todos los equipos tratadores existentes en el mercado, está provista por aparatos abastecedores de corriente limitada con aislamiento de aceite. Estos son de la clase I, grupo D, división 2 según clasificación de NEC (National Electrical Code), y operan a 50 ó 60 Hz con fuente para una o tres fases. Un tablero se coloca junto a la unidad operante, incluye interruptores y medidores de corriente de voltaje y carga.

El interruptor está ajustado para proteger el sistema en caso de que fallara el mecanismo limitador de impedancia.<sup>(11)</sup>

### *Regulador de corriente eléctrica<sup>(11)</sup>*

En el diseño de un tratador electrostático es de suma importancia el medio por el cual se regula el flujo de corriente eléctrica a la estructura del electrodo, ya que durante el tratamiento de emulsiones pudieran ocurrir fallas en el equipo, por ejemplo que la estructura del electrodo fuera invadida por agua, demandando con ello mayor consumo de corriente eléctrica. Para estos casos es necesario limitar la máxima cantidad de energía eléctrica para proteger el transformador y a los conductores eléctricos asociados.

Se han hecho algunos estudios de fabricación de reguladores de corriente a través de rompimiento de circuito, el cual abrirá cada vez que el límite se llegue a exceder. Aunque este método es de bajo costo, no es del todo usual. Sin embargo, normalmente se usa un dispositivo automático que reduce el voltaje aplicado a medida que ocurre el incremento, tanto que la capacidad del transformador nunca se excede. Este sistema de control, aunque es de mayor costo, permite amplia flexibilidad en las operaciones en un considerable rango de condiciones, además permite un re-arranque automático del equipo tratador una vez que se ha corregido la falla.

### *Switch de seguridad<sup>(11)</sup>*

Se debe instalar un switch automático de seguridad en el tratador para evitar posibles chispas en la sección de electrodos dentro del recipiente, el cual asegura que la estructura del electrodo no pueda energizarse a menos que el recipiente se llene completamente con aceite y/o agua. También puede evitar peligros en las operaciones y/o servicio de recipientes que contengan gas en su interior al momento de aplicar energía eléctrica a los electrodos.

### *Soporte de electrodos<sup>(11)</sup>*

La estructura del electrodo energizado debe estar aislado eléctricamente del recipiente. Esto se lleva a cabo por suspensión de la estructura del electrodo sobre componentes llamados aisladores de soporte, los cuales deben diseñarse para mantener aislamiento eléctrico aún cuando se sumerjan en aceite no tratado y/o húmedo o se sometan a altos voltajes.

### *Boquilla de entrada*<sup>(11)</sup>

El número de boquillas depende de la cantidad de transformadores con que cuenta el equipo de tratamiento. Su diseño es el resultado de muchos años de estudio e investigación, se han diseñado para soportar presiones hasta de 400 lb/pg<sup>2</sup> y temperaturas de 325 ° F, raramente fallan ya que poseen un alto factor de servicio eléctrico y mecánico.

El montaje de la boquilla consta de un cable común y corriente blindado para alta temperatura y voltaje. Uno de sus extremos termina en una caja de acero de conexiones dentro del tratador. Toda tensión eléctrica tendiente a ocasionar fallas por caída dieléctrica es soportada por este cable. La tapa del conector dentro del tratador está sellada completamente y sujeta a la parte baja de un tubo vertical a través del cual pasa el cable. Este tubo es de teflón 100% virgen grado eléctrico y como en el caso de los aisladores de soporte es altamente resistente a la contaminación, el extremo superior del tubo está asegurado a la pared interior del recipiente. La terminal del cable en el transformador está igualmente sellada y aislada.

El cable entre el transformador y el recipiente se encuentra alojado en una tubería conteniendo aceite a presión, mecánicamente fija al extremo del recipiente y al transformador.<sup>(11)</sup>

### *Tamaño de la vasija*<sup>(10)</sup>

La función principal de un tratador electrostático es llevar a cabo una buena y consistente deshidratación y desalado de las emulsiones.

Considerando que no se tienen restricciones en las temperaturas de operación, los criterios del dimensionamiento de vasijas para emulsiones pesadas comprenden condiciones para:

1. Área de sección transversal en la línea central.
2. Tiempo de residencia para el aceite.
3. Tiempo de residencia para el agua.

Para cualquier área de sección transversal, los tiempos de residencia pueden incrementarse para mayores diámetros de recipiente. Esto puede verse en los siguientes casos:

**a) Recipiente 10 × 60 (pies)**

Área de sección transversal en la línea central =	600 (pies) <sup>2</sup>
Volumen para el aceite	= 839 (bl)
Volumen para el agua	= 164 (bl)

**b) Recipiente 12 × 50 (pies)**

Área de sección transversal en la línea central =	600 (pies) <sup>2</sup>
Volumen para el aceite	= 1007 (bl)
Volumen para el agua	= 220 (bl)

Los recipientes tienen la misma área de sección transversal (600 pies)<sup>2</sup>. El recipiente de mayor diámetro tiene 20% más de tiempo de residencia para el aceite y 34% más de tiempo de residencia para el agua.

En el diseño de un recipiente el tamaño se incrementa a medida que se tienen aceites más pesados. Se pudiera pensar que un recipiente que maneja una emulsión de 15 °API debería ser aproximadamente dos veces el tamaño de uno que maneja un crudo típico de 30 °API; sin embargo, la relación no es lineal. Se deberá considerar que si la temperatura de operación es una limitante, causando alta viscosidad, el tamaño del recipiente deberá incrementarse para compensar la reducción de velocidad de asentamiento de las gotas de agua.

## Ecuaciones de asentamiento y tiempo de residencia <sup>(8)</sup>

Estas ecuaciones son los criterios básicos para definir la geometría de un tratador convencional, sin embargo, se puede hacer uso de ellas para un dimensionamiento inicial de recipientes electrostáticos, considerando que un diseño integral de los mismos podría lograrse obteniendo, en primera instancia, la geometría de un recipiente a presión. En este caso, un tratador horizontal, posteriormente el diseño de los componentes eléctricos y tomando en consideración todos los antecedentes expuestos en este trabajo.

### A. Ecuación de asentamiento

Se deriva de igualar la velocidad de asentamiento del agua a la velocidad ascendente del aceite:

$$d_r l = 438 Q_o \mu_o / [(\gamma_w - \gamma_o) d_w^2] \quad \dots (1)$$

donde:

- $d_r$  = diámetro del recipiente (pg)
- $l$  = longitud de la sección de coalescencia (pies)
- $Q_o$  = gasto de aceite (bl/día)
- $\mu_o$  = viscosidad del aceite (cp)
- $\gamma_w$  = densidad relativa del agua separada
- $\gamma_o$  = densidad relativa del aceite (agua=1)
- $d_w$  = diámetro de la partícula de agua (micras).

En un tratador horizontal, el área de la sección transversal para el flujo ascendente del aceite, es una función del diámetro por la longitud de la sección de coalescencia.

### B. Ecuación de tiempo de residencia

El tiempo de residencia se obtiene a partir de pruebas de laboratorio (pruebas de botella), sin embargo, si se carece de este dato, un tiempo estimado de 20 a 30 minutos para cuestiones de cálculo proporciona resultados satisfactorios.

$$d_r^2 l = t_r Q_o / 1.05 \quad \dots (2)$$

donde:

- $d_r$  = diámetro del recipiente (pg)
- $l$  = longitud de la sección de coalescencia (pies)
- $t_r$  = tiempo de residencia (min.)
- $Q_o$  = gasto de aceite (bl<sub>o</sub>/día).

### C. Ecuación de la viscosidad del aceite.

En ausencia de datos de laboratorio, pueden emplearse correlaciones para obtener la viscosidad del aceite. En este caso se presenta la correlación desarrollada por Beggs y Robinson, dada por la siguiente ecuación:

$$\mu_o = 10^X - 1 \quad \dots (3)$$

$$X = Y T^{-1.163} \quad \dots (4)$$

$$Y = 10^{(3.0324 - 0.02023 \text{ API})} \quad \dots (5)$$

donde:

- $\mu_o$  = viscosidad del aceite (cp)
- $T$  = temperatura del aceite (° F)
- API = gravedad API del aceite residual.

### D. Ecuación del calor requerido para elevar la temperatura de la emulsión

Considerando que el porcentaje de agua remanente es de 10% o menor y que el tratador se encuentra aislado para minimizar las pérdidas de calor, la cantidad de calor requerido para destruir la emulsión puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$q = 16 Q_o \Delta T (0.5\gamma_o + 0.1) \quad \dots (6)$$

donde:

- q = calor requerido (Btu/h)
- Q<sub>o</sub> = gasto de aceite (bl<sub>o</sub>/día)
- ΔT = incremento de temperatura (° F)
- γ<sub>o</sub> = densidad relativa del aceite (agua=1).

#### E. Ecuación del tamaño de la partícula de agua.

Es una ecuación empírica pero proporciona valores razonables del tamaño de las partículas de agua.

$$d_w = 500 \mu_o^{-0.675} \dots (7)$$

donde:

- d<sub>w</sub> = diámetro de la partícula de agua (micras).
- μ<sub>o</sub> = viscosidad del aceite (cp).

Dependiendo de las propiedades específicas del fluido a tratar, las dimensiones del equipo, requeridas para proporcionar un cierto tiempo de residencia al aceite, pueden ser mayores o menores a las dimensiones que satisfacen la ecuación de asentamiento. La geometría del recipiente se determina por una combinación de los criterios (ecuaciones de asentamiento y tiempo de residencia), seleccionando aquellas dimensiones que satisfagan ambos simultáneamente.

El procedimiento general de diseño para tratadores horizontales, consiste en lo siguiente:

1. Suponer una temperatura mayor que la del aceite a la entrada del recipiente.
2. Determinar la viscosidad del aceite a la temperatura supuesta, ecuación (3).
3. Determinar el diámetro de la gota que debe separarse del aceite a la temperatura supuesta, con la ecuación (7).
4. Determinar la geometría del recipiente ( d, l ó d<sub>r</sub> ), necesaria para satisfacer la ecuación de asentamiento para recipientes horizontales.

5. Tabular los valores de  $T$ ,  $\mu_o$ ,  $d_w$  y  $d_r l$ .
6. Graficar  $d_r$  vs.  $l$ , suponer diferentes valores de  $d_r$  ó  $l$  de la ecuación (1).
7. Determinar la cantidad de calor requerido para el proceso, ecuación (6).
8. Suponer otra temperatura y repetir los pasos 2 a 7.
9. Calcular la geometría del recipiente con la ecuación (2), estableciendo un tiempo de residencia de 20 minutos (o el obtenido a partir de pruebas de botella, si se cuenta con esta información).
10. Graficar  $d_r$  vs.  $l$ , suponiendo cualquiera de ellos, al igual que en el paso 6.
11. Seleccionar el recipiente con diámetro " $d_r$ " y longitud " $l$ ", correspondientes a tiempos de residencia iguales o mayores que el establecido.

Este procedimiento permite determinar en forma aceptable las dimensiones de un equipo de tratamiento convencional de aceite cuando no se dispone de datos de laboratorio o éstos son escasos, no permitiendo un sobredimensionamiento del recipiente.

La selección apropiada de los valores de  $d_r$  y  $l$  considerando los dos criterios, dependerá de que se satisfagan los requisitos fijados por las ecuaciones de asentamiento y tiempo de residencia.

Otros aspectos importantes que se deben considerar son: el que se refiere al consumo de energía calorífica y a la relación geométrica que debe guardar el recipiente. Al aumentar las dimensiones del equipo se reduce el consumo de calor requerido, disminuyendo consecuentemente el costo del equipo, como también los problemas de operación al trabajar a bajas temperaturas. Una relación práctica para mantener una proporción adecuada entre el diámetro y la longitud del recipiente, es de  $l/d_r$  igual a 3, aproximadamente.

De este modo, en la selección más adecuada de la geometría ( $d_r$ ,  $l$ ) del recipiente tratador deben tomarse en cuenta todos estos criterios, así como la experiencia de

campo del ingeniero de producción para diseñar el equipo más económico y que proporcione los mejores resultados. <sup>(8)</sup>

### Condiciones de operación e información técnica de tratadores electrostáticos

Como se mencionó anteriormente, el diseño de los componentes internos de un deshidratador electrostático no se tiene con exactitud debido a que dicha información se considera propiedad y derecho de las firmas fabricantes de equipo<sup>11</sup>. Sin embargo, a continuación se presentan dos casos ejemplo de las condiciones de operación e información técnica de tratadores electrostáticos dada por la firma fabricante, de acuerdo con los datos de diseño y condiciones generales del sistema de tratamiento.

#### Ejemplo 1

Datos: Se refiere a la información necesaria de las condiciones generales del sistema de tratamiento del aceite crudo, que se proporciona a la firma fabricante de equipo eléctrico, para que ésta a su vez elabore el diseño correspondiente que más convenga al planteamiento otorgado.

En este caso,

- Densidad de la emulsión,  $\rho_e$  = 0.95 g/cc
- Densidad del aceite,  $\rho_o$  = 0.854 g/cc
- Porcentaje de agua, % = 10 a 30%, vol
- Densidad del agua,  $\rho_w$  = 1.15 g/cc
- pH de la emulsión, = 4.7 a 6.6
- Sólidos en suspensión, ppm = 500 a 1 000
- Tipo de emulsión, muy estable.

#### Solución de diseño <sup>(13)</sup>

##### **a) Para un gasto de aceite de 5 000 BPD**

- Vasija horizontal electrostática de 5 000 BPD.
- 8 pies de diámetro exterior (D.E.) × 25 pies de longitud.
- 50 psig a + 120/200 ° F.

- Con calentamiento integrado de 1.5 MM Btu/h.
- Código ASME.
- Con accesorios e instrumentación de acuerdo con los datos de diseño.
- Montado en plataforma metálica de 15 × 35 (pies).

**b) Para un gasto de aceite de 10 000 BPD**

- Vasija horizontal electrostática de 10 000 BPD.
- 10 pies D.E. × 25 pies de longitud.
- 50 psig a +120/200 ° F.
- Con calentamiento integrado de 2.5 MM Btu/h.
- Código ASME.
- Con accesorios e instrumentación de acuerdo con los datos de diseño.
- Montado en plataforma metálica de 15 × 35 (pies).

**c) Para un gasto de aceite de 20 000 BPD**

- Vasija horizontal electrostática de 20 000 BPD.
- 10 pies D.E. × 52.5 pies de longitud.
- 50 psig a + 120/200 ° F.
- Con calentamiento integrado de 5.0 MM Btu/h.
- Código ASME.
- Con accesorios e instrumentación de acuerdo con los datos de diseño.
- Montado en plataforma metálica de 15 × 60 (pies).

**Ejemplo 2**

Deshidratación y desalado del aceite crudo ligero (típico de la Venta, Cactus, Sitio Grande, etc.) en refinería, proveniente de unidades de deshidratación de campo para un gasto arriba de 100 000 BPD.

Datos:

- gravedad del aceite,            32-38 °API.

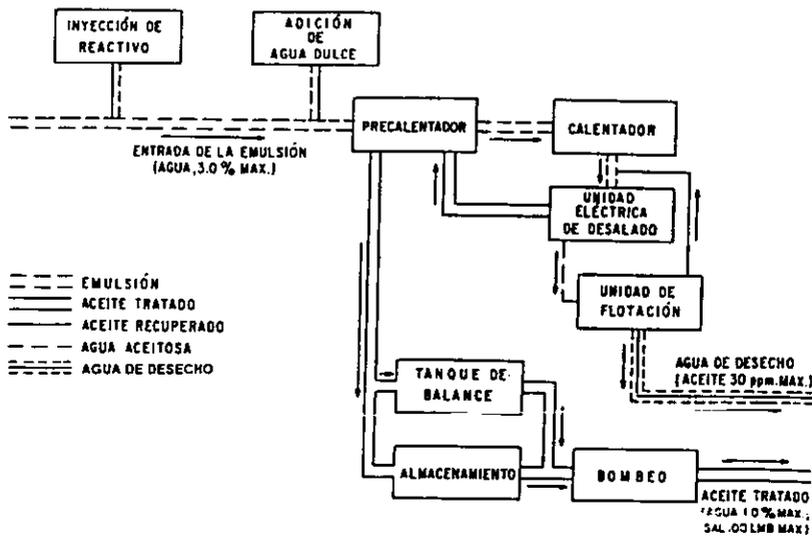


Requisitos para un buen funcionamiento: <sup>(20)</sup>

Se deberán tomar muestras de aceite tratado cada cuatro horas en un período de 24 h, éstas deberán tener un contenido de sal promedio. Cada sistema se considerará aceptable si durante las pruebas de funcionamiento en 24 h, el deshidratador cumple las siguientes especificaciones:

1. Entregar arriba de 100 000 barriles por día de aceite crudo tratado, teniendo no más de 10 Lb de sal extraídas del agua por cada 1 000 barriles de aceite crudo tratado.
2. El contenido de agua residual en el crudo desalado a la temperatura de operación no excede de 0.2% en volumen.

En la figura (5.3) se muestra un diagrama típico de un sistema de desalado electrostático de etapa simple.



SISTEMA DE DESALADO ELECTROSTATICO DE ETAPA SIMPLE

FIGURA 5.3

## **6. SELECCIÓN DE LOS DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS <sup>(2)(11)(19)</sup>**

La selección de equipo para la deshidratación y desalado del aceite crudo, muchas veces presenta mayor dificultad que el mismo tratamiento del crudo debido, particularmente, a las condiciones adversas del sitio donde se requiere un equipo de tratamiento. Por lo general, su instalación debe hacerse como un sistema en conjunto para minimizar las labores de construcción en campo, teniendo en cuenta que para localizaciones lejanas, la selección de un equipo de tratamiento lo dicta la propia experiencia con base en resultados de diseños que han operado por varios años.

Existen fabricantes de equipo de tratamiento que cuentan tanto con el diseño ingenieril necesario para deshidratar y/o desalar virtualmente cualquier tipo de aceite crudo, como también con el equipo auxiliar, tal como calentadores, bombas, etc. Sin embargo, las mejores ventajas en la selección de equipo de tratamiento se obtienen cuando la fabricación y detalle ingenieril se suministra desde un punto relativamente cercano al sitio de la instalación, debido a que puede manejarse convenientemente el proceso de tratamiento, los detalles de diseño y fabricación con el uso que se desee dar al equipo, de acuerdo con los requerimientos.

En la selección del equipo de tratamiento debe también considerarse la disponibilidad de servicios post-instalación y reparación de partes, no únicamente para su componente principal que es la vasija, sino también para sus partes menores, tales como bombas, válvulas, instrumentos y otros igualmente necesarios para un buen funcionamiento de todo el sistema una vez instalado. Los mejores resultados generalmente se obtienen si el fabricante es local o lo más cercano posible y se cuenta con el personal calificado para reparar o reemplazar cualquier componente.

Una selección inadecuada del equipo de tratamiento eleva los costos del crudo tratado. Normalmente un equipo de tratamiento se monta con la mínima inversión inicial. Aunque se debe tener en cuenta que durante el desarrollo del campo de aceite crudo, el agua puede llegar a invadir otros pozos, incrementando con ello la cantidad de aceite que deberá ser tratado. La capacidad de tratamiento del equipo será insuficiente, por lo que se deben adicionar algunos equipos o reemplazar por otros de mayores dimensiones para poder cubrir las nuevas necesidades.

Para prever situaciones comprometidas, en cuanto a capacidad de tratamiento de aceite crudo, el personal encargado de producción deberá considerar lo siguiente:

- ◆ Se deberá familiarizar con las capacidades y características de operación de los diferentes tipos de equipo de tratamiento disponibles en el mercado.

- ◆ Deberá considerar futuros desarrollos en un campo petrolero, para asegurar que las instalaciones iniciales de tratamiento sean adecuadas para manejar incrementos en la cantidad de emulsión y tiempos de tratamiento, considerando diseño de crecimiento modular
- ◆ Deberá estar capacitado en la instalación del equipo y ver que cumpla con los requerimientos para que de ese modo pueda tratar la mayor cantidad posible de emulsión agua-aceite a un costo mínimo.
- ◆ Estar actualizado en costos de equipo de tratamiento de vasijas completas o de alguna de sus partes, para poder seleccionar y/o recomendar algún equipo o sistema eficiente de tratamiento de emulsiones y que represente la menor inversión posible.

A continuación se hacen algunas observaciones que son de vital importancia en la selección de equipos de deshidratación y desalado:

- 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 6.1 se especifican los más importantes y se aplican para los tanques deshidratadores electrostáticos.
- La aplicación correcta de cualquiera de esas unidades, básicamente depende del contenido de agua y sal del crudo en tratamiento y de las especificaciones que se requieran del aceite. Por ejemplo, si un crudo con 1 % de agua y 800 LMB de sal se desea tratar para obtener 0.2 % de agua (max.) y 25 LMB (max.), deberá emplearse un tratador electrostático en el proceso de desalado. Lo mismo puede deducirse de la tabla 6.1, donde al referirse a la eficiencia de desalado se señala que el deshidratador (Gun Barrel) es "poco eficiente", ya que no cuenta con ningún tipo de acción coalescente, tal como fibras o campo eléctrico. Ésta es una de las mayores desventajas de este tipo de tratadores, dejando que el reactivo y el calor aceleren la segregación del agua con prolongados tiempos de reposo, por lo cual han caído en desuso en las instalaciones actuales de producción<sup>2</sup>. No así con los deshidratadores electrostáticos, pues éstos han venido evolucionando y actualmente se cuenta con deshidratadores electrostáticos con electrodos verticales cuyas características ya se han mencionado en el inciso 4.4.
- Los tratadores electrostáticos se han venido empleando por más de 60 años en la industria petrolera, su selección sobre la de otros sistemas es cada día más común. Su eficiencia, confiabilidad y economía de operación hacen de ellos una selección necesaria. Su aplicación en refinerías alrededor del mundo ha sido aceptado casi totalmente sobre los tratadores químicos, lo mismo sucede ahora con la deshidratación eléctrica sobre sistemas de gravedad.

Los criterios del porqué debe seleccionarse un deshidratador electrostático, son los siguientes:

### **1. Menor tamaño de la vasija**

La vasija se diseña para una rápida coalescencia, debido a que al crearse un campo eléctrico por la aplicación de un alto voltaje, casi instantáneamente crecen "enormes" gotas de agua de la unión de otras gotas más pequeñas. Por ello, el tiempo de residencia requerido en la vasija de tratamiento eléctrico es mucho menor que el requerido por sistemas de gravedad. Por lo que se puede emplear una vasija de menores dimensiones para un determinado volumen de crudo, su instalación es simplificada y se requiere menos espacio, además se reducen los costos de transportación al sitio de interés. Para localizaciones marinas tales como barcos o plataformas, donde el espacio es lo más apremiante, los deshidratadores eléctricos por ser pequeños, pueden ahorrar considerables sumas de dinero.

Hoy día, es más difícil la justificación de enormes tanques eliminadores de agua, de gran popularidad en el pasado, con relación a equipos tratadores eléctricos. El diámetro de algunos tanques de agua demandado por medios de gravedad y su prolongado tiempo de residencia, tan grande, hacen que el costo del acero, ocupación del terreno e instalación de campo se conjunten para hacer menos atractiva su selección.

### **2. Reduce los costos por químicos**

El consumo de químicos puede ser uno de los mayores costos operacionales asociados con los sistemas de gravedad. La gran eficiencia provista por un equipo eléctrico permite reducir la aplicación de químicos en la mayoría de los casos, desde un 25 a un 75 %. Regularmente, la conversión de un sistema de gravedad a un sistema electrostático puede justificarse tan solo en este punto.

### **3. Disminución de los requerimientos de calor**

El efecto de coalescencia se mejora por la acción del campo electrostático, permitiendo una reducción significativa en la temperatura de operación del tratador eléctrico. Éste normalmente acepta emulsiones de alta viscosidad con relación al equipo de gravedad y mantiene las especificaciones del crudo. La aceptación de altas viscosidades implica que se puede aplicar menos calor al crudo en tratamiento, por lo que los costos de combustible disminuyen. En algunos casos, la misma temperatura que el aceite crudo trae consigo desde el cabezal del pozo es suficiente para la deshidratación eléctrica. En plataformas marinas esto representa gran ventaja

económica, además disminuye el grado de incrustación y corrosión al equipo de tratamiento.

#### **4. Mantenimiento del volumen y gravedad API del crudo**

El aplicar menos calor a la emulsión significa que se manejan menos componentes ligeros fuera del crudo, esto implica que no hay pérdidas de volumen ni de gravedad API del crudo producido, conservando con ello el costo del crudo tratado, pues generalmente está en función de dicho parámetro.

#### **5. Operación “libre” de mantenimiento**

Los deshidratadores eléctricos prácticamente no tienen movimiento de partes en su interior, tales como válvulas de control, bombas u otros que requieran su extracción para limpieza o mantenimiento, ni existen elementos que puedan taponarse y necesiten su reemplazo. Esto representa un ahorro económico.

#### **6. Control de problemas de contaminación**

La separación del aceite y el agua se lleva a cabo de una forma más eficiente en un equipo de tratamiento eléctrico que en uno por gravedad, con lo que el agua efluente, generalmente, es más limpia. Ayudando con ello a la protección del ambiente si ésta se desecha. Además, la unidad eléctrica no tiene elementos coalescedores mecánicos como malla de alambre u otros que se tengan que remover y limpiar, por lo que se eliminan los problemas de contaminación.

#### **7. Requiere mínimo tiempo de operación**

El proceso eléctrico es tan simple y libre de problemas que no se requiere tiempo de atención por parte del operador, usualmente es suficiente un chequeo periódico en los niveles de flujo y voltaje. Normalmente, los controles son sencillos y no requieren un procedimiento especial de operación. Actualmente existen equipos de tratamiento que cuentan con un sistema sofisticado de control, que transmiten por medio de sensores situaciones de falla o anomalía, con lo que es aún más rápida la corrección de la misma.

#### **8. Minimiza los costos de operación**

Los costos de operación al emplear deshidratadores eléctricos, tales como costos de desemulsificantes químicos, agua de lavado, electricidad, capitalización de

impuestos, mantenimiento, etc, son mucho menores comparados con los sistemas de gravedad. Por lo tanto, los costos por químicos representan el más grande ahorro. Además, los deshidratadores eléctricos cuentan con una vida útil mayor con poco mantenimiento, tanto que existen equipos que han estado operando continuamente por más de 30 años.

## **9. Menos sensibilidad a fallas**

Las vasijas eléctricas son menos propensas a fallar debido a cambios en la emulsión, ya que el distribuidor puede manejar grandes cantidades de agua libre sin sobrecargar los electrodos. La mayoría de los transformadores de reactancia se ajustan rápidamente a las nuevas características de la emulsión. Aun cuando se presentaran fallas en un deshidratador eléctrico, éstos normalmente recobran el control en poco tiempo y la situación de falla es corta. En cambio, en los sistemas de gravedad, dada su gran capacidad residente, requieren grandes períodos de tiempo para alcanzar la normalidad, exponiendo con ello relativamente un gran volumen de crudo a las condiciones anormales o de falla.

TABLA 6.1

COMPARACIÓN DE TANQUES GUN-BARREL Y TRATADORES ELÉCTRICOS <sup>(1)(2)(29)</sup>

Aspectos	Deshidratador (Gun-Barrel)	Tratador Electrostático c / electrodos horizontales	Tratador Electrostático c / electrodos verticales
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente	Alta eficiencia
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente	Alta eficiencia (1)
Tiempo de proceso	Mayor de 12 h	Menor de 1 h	Menor de 1 h
Operación	Sencilla	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario	Necesario
Control de incrustación	No requiere	Necesario	Necesario
Consumo de combustible	Variable	Disminuye	Bajo
Consumo de reactivo	Alto	Bajo	Bajo
Sistema contra incendios	Complicado	Sencillo	Sencillo
Tamaño de la vasija	Muy grande	Pequeño	Pequeño
Tiempo de instalación	Largo	Corto	Corto
Capacitación de operadores	Mínima	Regular	Necesario, Computacional
Mantenimiento	Poco frecuente	Casi libre de,	Casi libre de (2)
Vida útil	20 años	De 15 a 30 años	20 años
Valor de rescate	10 %	10 %	15%
Tiempo de entrega	-----	90 días	90 días

(1) El sistema considera una segunda etapa exclusiva de desalado.

(2) El sistema tiene implementado un proceso de eliminación instantánea de material sedimentable.

TABLA 6.2

RESUMEN DE OPERACIONES DE MANTENIMIENTO EN UN TRATADOR ELECTROSTÁTICO<sup>14</sup>

COMPONENTE	OPERACIONES DE RUTINA INSPECCIONES NECESARIAS	DURANTE EL SISTEMA DE PARO; INSPECCIONES PARA:	SERVICIO REQUERIDO EN INTERVALOS ESPECIFICOS ?
RECIPENTE DESHIDRATADOR.	INSPECCIONES PERIÓDICAS VISUALES DE PINTURA Y CONDICIÓN DEL METAL.	CONDICIÓN DEL METAL CUALQUIER SEÑAL DE CORROSIÓN.	NO
CONJUNTO DE ELECTRODOS.	NINGUNA.	CONDICIONES DEL METAL.	NO
CONJUNTO DEL DISTRIBUIDOR.	NINGUNA.	REVISAR ORIFICIOS Y CABEZALES (TAPAS). POR CUALQUIER TAPONAMIENTO, INCRUSTACIÓN O CORROSIÓN.	NO
TRANSFORMADORES.	INSPECCIÓN VISUAL DE LA CAJA POR CUALQUIER SEÑAL DE DAÑO.	REVISAR EL NIVEL DE ACEITE DE LA CAJA Y EL INTERRUPTOR DIELECTRICO.	NO
CONTROLADORES DE CORRIENTE.	EL MISMO QUE PARA LOS TRANSFORMADORES.	REVISAR EL NIVEL DE ACEITE DE LA CAJA Y EL INTERRUPTOR DIELECTRICO.	NO
BOQUILLA DE ENTRADA.	NINGUNA.	REVISAR QUE LA CONEXIÓN ENTRE LA BOQUILLA Y LOS CONTACTOS SEA BUENA, REVISAR CUALQUIER SEÑAL DE INCENDIO (QUEMADURA).	NO
CONJUNTO DE LA BOQUILLA DE ENTRADA.	REVISAR PERIÓDICAMENTE EL ACEITE POR CUALQUIER SEÑAL DE HUMEDAD.	—	NO
AISLADORES DE SUSPENSIÓN.	NINGUNA.	PRUEBAS PARA VER SI EL FACTOR AISLACIÓN AÚN ESTÁ EN CONDICIONES.	NO
TABLERO DE CONTROL.	CONSERVAR LIMPIAS LAS SALIDAS Y DRENES.	REVISAR AMPERIMETROS Y VOLTÍMETROS PARA UNA CORRECTA CALIBRACIÓN.	NO
SWITCH FLOTADOR DE SEGURIDAD.	NINGUNA	REVISAR EL FLOTADOR POR CUALQUIER GRIETA .	NO

\* CONTINUACIÓN

COMPONENTE	OPERACIONES DE RUTINA INSPECCIONES NECESARIAS	DURANTE EL SISTEMA DE PARO, INSPECCIONES PARA:	SERVICIO REQUERIDO EN INTERVALOS ESPECIFICOS ?
VÁLVULA DE CONTROL DE INTERFASE.	INSPECCIÓN VISUAL PARA CUALQUIER SEÑAL DE DESGASTE.	CONDICIONES DE LOS ASIENTOS, TAPONES, VÁSTAGO, GUÍAS (INDICADORES), EMPAQUES.	COMO SEA REQUERIDO POR EL FABRICANTE.
CONTROLADOR DE INTERFASE.	CORREGIR EL PUNTO DE AJUSTE SI ES NECESARIO PARA MANTENER UN NIVEL DE AGUA DESEABLE.	—————	COMO SEA REQUERIDO POR EL FABRICANTE.
VÁLVULA DE MEZCLADO.	INSPECCIÓN VISUAL PARA CUALQUIER SEÑAL DE DESGASTE, PRUEBAS PERIÓDICAS DE DESALADO DE CRUDO QUE INDICARAN SI SE REQUIERE EL AJUSTE DE LA CAÍDA DE PRESIÓN.	CONDICIÓN DEL ASIENTO, TAPONES, VÁSTAGO, GUÍAS, EMPAQUES.	COMO SEA REQUERIDO POR EL FABRICANTE.
BOMBAS DE QUÍMICOS .	REVISAR QUE LAS BOMBAS ENTREGUEN LA CANTIDAD DESEADA DE QUÍMICOS. CAMBIAR EL ACEITE COMO SE REQUIERA .	REVISAR LOS COMPONENTES INTERNOS CON LAS INSTRUCCIONES DEL FABRICANTE.	SI

TABLA 6.3

"FALLAS EN UN TRATADOR ELECTROSTÁTICO"  
CAUSAS, EFECTOS Y ACCIÓN CORRECTIVA.<sup>14, 19</sup>

PROBLEMA	INDICADOR DEL PROBLEMA	PROBABLE CAUSA(S) DEL PROBLEMA(S)	ACCIÓN CORRECTIVA
1) SAL REMANENTE EN EL ACEITE TRATADO.	INADECUADO MEZCLADO DEL AGUA Y ACEITE, EL AGUA Y SAL SON ACARREADOS EN EL ACEITE LIMPIO DE SALIDA.	A) BAJA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO. B) CANTIDAD INSUFICIENTE DE AGUA DE LAVADO. C) BAJA TEMPERATURA DE OPERACIÓN. D) BAJO VOLTAJE EN LOS ELECTRODOS. E) DESEMULSIFICANTE INSUFICIENTE O INADECUADO.	A) INCREMENTAR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO. B) INCREMENTAR EL FLUJO DE AGUA (DULCE) DE LAVADO. C) INCREMENTAR LA TEMPERATURA DE TRATAMIENTO. D) REVISAR EL SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL PROBLEMA DADO. E) INCREMENTAR O CAMBIAR EL DESEMULSIFICANTE.
2) PRESENCIA DE AGUA EN EL ACEITE TRATADO.	SOBREMEXCLADO DEL AGUA Y ACEITE.	A) ALTA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO. B) ELEVADO FLUJO DE AGUA DE LAVADO. C) ALTO CONTENIDO DE BS Y W EN EL CRUDO. INSUFICIENTE SEPARACION DEL AGUA Y DEL ACEITE.	A) REDUCIR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO. B) REDUCIR LA INYECCIÓN DE AGUA DE LAVADO. C) MUESTREAR CRUDO PARA BS Y W. CAMBIAR GASTO DE INYECCIÓN DE AGUA O CAÍDA DE PRESIÓN DE MEZCLADO.
3) AGUA EFLUENTE SUCIA.	INADECUADA SEPARACIÓN DEL ACEITE Y AGUA DE LAVADO.	A) DESEMULSIFICANTE INSUFICIENTE O INADECUADO. B) BAJA TEMPERATURA DE TRATAMIENTO	A) INCREMENTAR O CAMBIAR EL DESEMULSIFICANTE. B) REVISAR LA TEMPERATURA.

... continuación

<b>PROBLEMA</b>	<b>INDICADOR DEL PROBLEMA</b>	<b>PROBABLE CAUSA(S) DEL PROBLEMA(S)</b>	<b>ACCIÓN CORRECTIVA</b>
3) AGUA EFLUENTE SUCIA.	SOBREMEZCLADO DEL AGUA Y ACEITE.	A) CAÍDA DE PRESIÓN ELEVADA EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO.  B) GASTO DE AGUA DE INYECCIÓN ELEVADO.	A) REDUCIR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO.  B) REDUCIR EL GASTO DE INYECCIÓN DEL AGUA.
	BAJA INTERFASE AGUA / ACEITE.	A) AJUSTE INCORRECTO DEL CONTROLADOR DE NIVEL, O VÁLVULA DE SALIDA DEL AGUA PEGADA O ABIERTA.	A) REVISAR EL CONTROL DEL AJUSTADOR Y LA ACCIÓN DE LA VÁLVULA, AJUSTAR SI ES NECESARIO.
4) VARIACIÓN DE LAS LECTURAS DEL VOLTIMETRO.	FORMACIÓN DE GAS EN EL RECIPIENTE.	A) TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN EL RECIPIENTE ELEVADA O INSUFICIENTE CONTRAPRESIÓN.	A) REVISAR LA TEMPERATURA DEL RECIPIENTE Y AJUSTAR EL COMBUSTIBLE SI ES NECESARIO, REVISAR LA ACCIÓN DE LA VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN.
	NIVEL ELEVADO DE AGUA EN EL RECIPIENTE.	A) OPERACIÓN INCORRECTA DEL SENSOR DE INTERFASE AGUA/ACEITE, DEL CONTROLADOR O DE LA VÁLVULA DE CONTROL.	A) REVISAR EL CONTROLADOR, LA VÁLVULA Y EL SENSOR DE CALIBRACIÓN SI ES NECESARIO.
	SOBREMEZCLADO DEL ACEITE Y AGUA DE LAVADO.	A) ALTA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO.  B) ELEVADO FLUJO DE AGUA DE LAVADO.  C) ALTO CONTENIDO DE BS Y W EN EL CRUDO. INSUFICIENTE SEPARACIÓN DEL AGUA Y EL ACEITE.	A) REDUCIR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO.  B) REDUCIR LA INYECCIÓN DE AGUA DE LAVADO.  C) MUESTREAR CRUDO PARA BS Y W. CAMBIAR GASTO DE INYECCIÓN DE AGUA O LA CAÍDA DE PRESIÓN DE MEZCLADO.

... continuación

PROBLEMA	INDICADOR DEL PROBLEMA	PROBABLE CAUSA(S) DEL PROBLEMA(S)	ACCIÓN CORRECTIVA
4) VARIACIÓN DE LAS LECTURAS DEL VOLTIMETRO.	FORMACIÓN DE EMULSIÓN ESTABLE.	<p>A) INSUFICIENTE O INADECUADO DESEMULSIFICANTE QUÍMICO.</p> <p>B) BAJA TEMPERATURA DE TRATAMIENTO.</p>	<p>A) INCREMENTAR O CAMBIAR EL DESEMULSIFICANTE QUÍMICO.</p> <p>B) REVISAR LA TEMPERATURA.</p>
5) LAS LECTURAS DEL VOLTIMETRO BAJAN CONTINUAMENTE.	INADECUADA SEPARACIÓN DEL AGUA Y ACEITE EN LA ZONA DE ELECTRODOS.	<p>A) ENTRADA DE EMULSIÓN ESTABLE AL TRATADOR.</p> <p>B) TEMPERATURA DE TRATAMIENTO INADECUADA.</p> <p>C) DESEMULSIFICANTE INSUFICIENTE O INADECUADO.</p> <p>D) FALLA EN LA BOQUILLA DE ENTRADA.</p>	<p>A) PARAR LA INYECCIÓN DE AGUA. OPERAR EL RECIPIENTE CERCA DE 30 MIN SIN INYECCIÓN DE AGUA, SI ESTO NO LIMPIA EL MATERIAL EMULSIONADO FUERA DE LA ZONA DE ELECTRODOS, REDUCIR EL NIVEL DE AGUA EN EL RECIPIENTE. DETENER LA OPERACIÓN DEL RECIPIENTE CERCA DE DOS HORAS Y ENTONCES REANUDAR LA OPERACIÓN. SI EL VOLTAJE RETORNA A LO NORMAL REANUDAR LA INYECCIÓN DE AGUA DE LAVADO SIN CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LA VÁLVULA DE MEZCLADO. LUEGO ENTONCES, INCREMENTAR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LA VÁLVULA DE MEZCLADO HASTA QUE SE ALCANCEN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DESEADAS.</p> <p>B) REVISAR LA TEMPERATURA DEL ACEITE.</p> <p>C) INCREMENTAR O CAMBIAR EL DESEMULSIFICANTE.</p> <p>D) REVISAR LA BOQUILLA Y REEMPLAZARLA SI ES NECESARIO VERIFICAR QUE LA FALLA NO SEA EN EL TRANSFORMADOR CORRESPONDIENTE.</p>

... continuación

PROBLEMA	INDICADOR DEL PROBLEMA	PROBABLE CAUSA(S) DEL PROBLEMA(S)	ACCIÓN CORRECTIVA
5) LAS LECTURAS DEL VOLTIMETRO BAJAN CONTINUAMENTE	INADECUADA SEPARACIÓN DEL AGUA Y ACEITE EN LA ZONA DE ELECTRODOS.	<p>E) FALLA DEL AISLADOR DENTRO DEL RECIPIENTE.</p> <p>F) ELECTRODO ATERRIZADO.</p>	<p>E) PONER LA VASIJAS FUERA DE SERVICIO, CON EL PROCEDIMIENTO ADECUADO. ENTRAR A SU INTERIOR Y REVISAR EL AISLADOR QUE PRESENTA LA FALLA, REEMPLAZARLO SI ES NECESARIO.</p> <p>F) PONER LA VASIJAS FUERA DE SERVICIO. LOCALIZAR EN SU INTERIOR EL PUNTO DE ATERRIZAJE DEL ELECTRODO Y DESATERRIZARLO.</p>
	ELEVADA INTERFASE AGUA / ACEITE .	A) MAL AJUSTE DEL CONTROLADOR DE NIVEL O LA VÁLVULA DE SALIDA DEL AGUA ESTÁ PEGADA.	A) REVISAR EL CONTROL DEL AJUSTADOR Y LA ACCIÓN DE LA VÁLVULA, AJUSTAR SI ES NECESARIO.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Debido a que en la actualidad existe un gran número de sistemas para la deshidratación de petróleo crudo, es importante efectuar un análisis de selección que permita contar con el mejor método de tratamiento, de tal manera que se garantice el cumplimiento del control de calidad, en materia del contenido de agua y sal en el crudo. Dicha selección deberá considerar no sólo los aspectos técnicos, sino también los económicos y de impacto al medio ambiente.
2. Hoy en día, los problemas de desemulsificación de agua en aceite crudo, son más difíciles de resolver, debido al incremento de la estabilidad de las emulsiones, producidas bajo los modernos métodos de estimulación de pozos, recuperación secundaria y mejorada de yacimientos. El tratamiento de estas emulsiones, empleando sólo la separación por gravedad sería imposible; por lo que se requiere de un equipo más completo, que acelere esa separación por gravedad, minimice los tiempos de asentamiento, y a la vez, las dimensiones y costos del mismo.
3. Para cubrir las necesidades de tratamiento de emulsiones agua en aceite, que actualmente se presentan en la industria petrolera en México, se recomienda el uso de deshidratadores electrostáticos. La aplicación de un campo eléctrico acelera el efecto de asentamiento por gravedad de las partículas de agua emulsionadas en el aceite crudo. Los beneficios que se obtendrían al emplear estos equipos son de gran consideración, entre otros, menor temperatura de tratamiento en comparación con otros equipos, menor requerimiento de combustible, reducción de los problemas de incrustación y corrosión y menor riesgo de pérdida en volumen y grados API del aceite tratado.
4. Aunque los requerimientos de tratamiento del aceite crudo se verían resueltos al emplear deshidratadores electrostáticos con electrodos horizontales, se propone el uso de tratadores con electrodos verticales, equipo innovador, que asegura un tratamiento más efectivo del aceite crudo al hacer pasar éste a través de múltiples campos electrostáticos con un patrón de flujo horizontal, eliminando el contacto del aceite limpio tratado de la corriente de entrada.
5. Efectivamente, la aplicación de un campo eléctrico, ayudará a la separación más rápida de las gotas de agua emulsionadas en el aceite crudo, pero hay que tener presente que los desemulsificantes, por lo general, siempre serán útiles, pues favorecerán la separación de fases, disminuirá la temperatura de calentamiento de la emulsión, la demanda de energía eléctrica se verá reducida y disminuirá el tiempo de reposo para la separación del agua y aceite.

6. En virtud de la problemática actual en México, en cuanto a la optimización y modernización, por la que atraviesa el tratamiento del aceite crudo y la necesidad de satisfacer las especificaciones cada vez más estrictas del mismo, se recomienda la implementación de un sistema de tratamiento en dos etapas: deshidratación y desalado, en aquellas instalaciones de producción más necesitadas, que aunque demanda de un capital para adecuar algunos equipos existentes y su canalización al lugar requerido, la inversión sería justificable con los beneficios obtenidos.
  
7. Para lograr una mejor eficiencia en el tratamiento del aceite crudo, no bastará con la implementación de un sistema de deshidratación - desalado electrostático, para ello también se requerirá de la capacitación del personal a manejar dicho equipo y de la supervisión continua del ingeniero de producción, especializado en el funcionamiento y operación del mismo; deberá también llevar un control estricto de su mantenimiento preventivo, para evitar así, paros continuos por fallas del equipo o ineficiencia del tratamiento.
  
8. En este trabajo de tesis no se pretendió dar solución a toda la problemática en cuanto al tratamiento del aceite crudo, tampoco fue el objetivo el diseño integral de un equipo deshidratador electrostático, pero sí dar más elementos al ingeniero de producción que hoy día tiene a su cargo el manejo de equipos de tratamiento, y con ello atender mejor sus necesidades de deshidratación y desalado de crudos. También se establecen los criterios de selección de equipos de deshidratación y desalado de aceite crudo para aquellos ingenieros que pretendan hacer uso de ellos.
  
9. En este trabajo se han plasmado los fundamentos del tratamiento de emulsiones, las bases de diseño de equipos de deshidratación y desalado de aceite crudo y los criterios de selección de los mismos, quedando una tarea por realizar al ingeniero de producción interesado en culminar lo que aquí se ha planteado: la investigación a fondo de datos cualitativos en teoría de emulsiones y reacciones químicas de las mismas, para, en una siguiente etapa, establecer equipos basados en datos cuantitativos.

## APÉNDICE A

## ESPECIFICACIONES DEL ACEITE CRUDO TRATADO

El aceite crudo para su entrega a refinерías o a las terminales de exportación, debe cumplir con ciertas especificaciones en cuanto a su contenido de agua, sales e impurezas. En México, los valores establecidos son los siguientes:

TABLA A.1

ESPECIFICACIÓN		PARA EXPORTACIÓN				PARA REFINACIÓN			
CONTENIDO DE AGUA	% EN VOL. B.S. Y W. (1)	0.05 a 0.1				0.5 a 1.0			
CONTENIDO DE SALES	LMB(2)	10 máx.				100			
	Ppm(3)	15 000 máx.				15 000			
CONTENIDO DE METALES (4)	CRUDO ISTMO	Fe	Cu	Ni	V	Fe	Cu	Ni	V
		1,0	< 0,02	7,70	46,7	0,95	0,06	3,43	22,1
	CRUDO MAYA	3,0	< 0,02	51,4	277	0,54	0,58	57	270
	CRUDO OLMECA	0,70	0,10	0,10	0,40	0,2	0,14	0,48	5,95

- (1) B.S Y W: Sólidos sedimentables y agua.
- (2) L.M.B: Libras de sal/1 000 bl de aceite.
- (3) ppm: partes por millón de NaCl equivalentes.
- (4) Valores típicos de aceites crudos de exportación, <sup>(7)(24)(31)</sup> ppm.

El contenido de sal y agua se debe reducir al mínimo posible, tomando en cuenta los valores antes mencionados para: evitar el castigo en el precio del crudo en el caso

de exportación, minimizar la corrosión en los equipos y enviar el aceite con la cantidad conveniente de sales y agua para su desalado en refinerías, en caso necesario.

El contenido de sales en el crudo está dado en libras de sal, equivalentes a cloruro de sodio, por cada 1 000 barriles de crudo (LBM), o basado en "Sales en agua", dado en partes por millón (ppm), el factor de conversión es de  $28\,571,429 \times 10^{-4}$  LBM de agua. El contenido de agua se expresa en % en volumen y se refiere al porcentaje de sólidos sedimentables y agua, notado comúnmente como BS & W.

Actualmente las actividades de exploración, desarrollo de campos y producción de crudo y gas natural en nuestro país, son vigiladas mediante tres coordinaciones regionales de Petróleos Mexicanos, cuyas cabeceras se ubican a lo largo de la costa del Golfo de México: Poza Rica, Ver. (Región Norte), Villahermosa, Tab. (Región Sur), y Ciudad del Carmen, Camp. (Región Marina). De la producción total de crudo obtenida de dichas regiones, se pueden destacar tres diferentes tipos de aceite crudo, que por sus características son los de mayor relevancia en la industria petrolera mexicana, ya sea para su exportación o refinación. Éstos son:

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

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

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

Se considera pesado o ligero según los siguientes criterios:

**Pesado.** Petróleo con densidad API igual o inferior a 22°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche.

**Ligero y otros.** Petróleo crudo con densidad API superior a 22°. Este tipo de petróleo crudo se produce tanto en la Sonda de Campeche como en otros yacimientos en explotación del país. <sup>(6)</sup>

Características típicas de estos aceites pueden observarse en la tabla A.2 <sup>(7)</sup>

Los valores de las características de los crudos, como los observados en la tabla A.2, se determinan por medio de análisis y métodos de laboratorio. Por la importancia que tienen en la deshidratación del aceite crudo, algunos de estos métodos se explicarán brevemente a continuación:

TABLA A.2  
CARACTERIZACIÓN TÍPICA DE ACEITES CRUDOS (7)

PROPIEDAD	ISTMO	MAYA	OLMECA
PESO ESPECÍFICO 24/4 °C	0,8583	0,9187	0,826
GRAVEDAD API	32,80	22,05	39,20
VISCOSIDAD cSt (° C)			
15,6	10,50	257,10	4,80
21,1	8,80	188,60	4,60
25,0	8,20	149,00	4,50
SAL, LB/1 000 bl	16,60	2,43	2,20
AGUA POR DESTILACIÓN, % VOL.	0,10	< 0, 05	< 0,05
AGUA Y SEDIMENTO, % VOL.	0,50	2,0	0,50
PRESIÓN DE VAPOR REID, Lb/pg <sup>2</sup>	4,48	3,43	5,60
AZUFRE TOTAL, % PESO	1,34	3,65	0,80
INSOLUBLES nC <sub>5</sub> , % PESO	3,55	16,83	< 1,0
INSOLUBLES nC <sub>7</sub> , % PESO	1,88	12,89	<1,0
CARBÓN RAMSBOTTOM, % PESO	3,82	11,80	1,40
FACTOR DE CARACT. KUOP	11,80	11,70	12,10
TEMP. DE ESCURRIMIENTO, °C	< -57,0	-27,0	< -57,0
ACIDEZ (TAN), mg KOH/gr	0,29	0,22	0,12
CENIZAS, % PESO	0,005	0,007	0,001
PODER CALORÍFICO BRUTO, BTU/Lb	19 007	18 613	19 367
H <sub>2</sub> S, ppm	76,10	10,10	54,0
NITRÓGENO TOTAL, ppm	950,0	1 989	336,0
METALES, ppm			
Fe	1,10	3,0	0,70
Cu	< 0,02	< 0,02	0,10
Ni	7,70	51,40	0,10
V	46,70	277,0	0,40

## **Determinación de agua y sedimento en aceite crudo por centrifugación, % en volumen <sup>(28)</sup>**

Se trata de un procedimiento de laboratorio que describe la determinación de agua y sedimento en aceites crudos por medio del método centrífugo. Este método, aunque está basado en la norma denominada D-4007, perteneciente a la ASTM (The American Society for Testing and Materials), no es enteramente satisfactorio. La cantidad de agua detectada es casi siempre menor que el contenido real de agua. Cuando se requiere un valor de mayor exactitud se debe emplear el procedimiento para la determinación de agua por destilación (Método D-4006) y sedimento por extracción (Método D-473).

*Bosquejo del método:* Volúmenes iguales de una muestra de aceite crudo y tolueno saturado de agua, se colocan en un tubo centrífugo de forma cónica. Después de centrifugarse, el volumen de agua de mayor gravedad, junto con la capa de sedimento se leen en el fondo del tubo. Las lecturas se expresan en % en volumen.

### Descripción simplificada de procedimientos analíticos para el laboratorio de acuerdo con las Normas ASTM, D-4007) <sup>(27)</sup>

#### Equipo:

- Centrífuga con calentamiento integrado capaz de mantener la temperatura de  $60 \pm 3$  °C, con el rango suficiente en rpm para dar una fuerza centrífuga relativa mínima de 600 rcf.
- Tubos para centrífuga de 100 ml de capacidad.
- Dimensiones: longitud 195-203 mm y diámetro 37.75 mm.
- Solvente: Tolueno saturado.
- Desemulsificante: capaz de separar el agua, sin adicionarse a la misma.

#### Procedimiento práctico:

1. Determinar la velocidad en rpm de la centrifuga con la siguiente fórmula:

$$\text{rpm} = 1335 \sqrt{\text{rcf} / d}$$

donde:

rcf = 600 (fuerza centrífuga relativa),

d = diámetro en mm entre el punto medio del cabezal y el extremo opuesto del tubo centrífugo en posición de rotación.

2. Saturar el tolueno en proporción de 700 a 800 ml con 25 ml de agua a temperatura  $60 \pm 3$  °C, agitando vigorosamente varias veces. Se deja reposar aproximadamente 48 horas a esa temperatura y se elimina el agua libre que pudiera separarse.
3. En dos tubos centrífugos, transferir 50 ml de petróleo crudo en cada uno.
4. Adicionar 50 ml de tolueno saturado y 0.2 ml de desémulsificante (25% desémulsificante y 75% tolueno) en cada uno.
5. Agitar y sumergir en un baño de temperatura constante de  $60 \pm 3$  °C durante 15 minutos.
6. Centrifugar durante 10 minutos.
7. Efectuar la suma de las dos lecturas de los tubos, registrándose como % de volumen de agua y sedimento.

Descripción simplificada de procedimientos analíticos para el laboratorio, de acuerdo con las normas (ASTM, D-4006)<sup>(27) (28)</sup>

Este método consiste en lo siguiente: La muestra se calienta bajo condiciones de reflujo con un solvente inmiscible al agua, el cual co-destila con el agua en la muestra. El solvente y el agua condensados son continuamente separados en una trampa, el agua se asienta en la sección graduada de la trampa y el solvente retorna al matraz de destilación.

### Equipo:

- Aparato de destilación, condensador y trampa graduada de vidrio.
- Calentador eléctrico, con especificaciones de norma.
- Probetas graduadas.
- Xileno grado reactivo.

### Procedimiento práctico:

1. Medir 200 ml de aceite crudo en una probeta.
2. Transferir la muestra al matraz de destilación de 1 000 ml.
3. Adicionar 400 ml de Xileno, utilizando 200 ml para enjuagar la probeta.
4. Ensamblar el aparato de destilación, circular agua entre 20-25 °C de temperatura por el condensador.
5. Suministrar calor al matraz para destilar lentamente, de media a una hora.
6. Detener la destilación cuando el volumen de agua en la trampa permanezca constante por 5 minutos.
7. Permitir que la trampa se enfríe a 20 °C y efectuar la lectura del agua.
8. Preparar un blanco con 400 ml de Xileno.
9. Calcular el agua en el crudo como sigue:

$$\% \text{volumen} = \frac{(A - B)}{C} \times 100$$

donde:

A = ml de agua en la trampa.  
B = ml de agua en el solvente.  
C = ml de muestra.

### **Determinación de agua y sedimento en aceite crudo por centrifugación "procedimiento de campo" (ASTM, D-96) <sup>(28)</sup>**

Este método centrífugo se emplea para la determinación de agua y sedimento en aceite crudo durante su manejo en campo. Este método no siempre da resultados exactos, pero se considera el método más práctico para determinación de agua y sedimento en campo.

Cuando se requiera un alto grado de exactitud, se deberá usar otro método (Destilación) como el procedimiento de laboratorio descrito por la norma (ASTM, D-4006, D-4377 o D-473).

El procedimiento de campo se resume en lo siguiente:

Volúmenes conocidos de aceite crudo y solvente (saturado de agua si se requiere) se colocan en un tubo centrífugo y se calienta a  $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Después de centrifugación, el volumen de sedimento y capa de agua se lee en el fondo del tubo.

### **Determinación del contenido de sal de aceites crudos, lb/1 000 bis <sup>(28)</sup>**

La determinación del contenido de sal en el crudo se lleva a cabo mediante procedimientos analíticos para el laboratorio de acuerdo con normas, en este caso denominado UOP-22 perteneciente a la ASTM. El procedimiento dado en este método es aplicable para la determinación de sales de cloro, calcio y magnesio contenidas en el aceite. Considerando que el calcio y magnesio existen como cloruros, la cantidad total de dichas sales es calculada como cloruro de sodio. Para análisis de control, sin embargo, únicamente los cloruros son determinados y calculados como cloruros de sodio.

Este procedimiento se emplea en la gran mayoría de los aceites crudos que no presentan dificultad para la formación de emulsiones estables o interferencia en el

análisis por titulación con nitrato de plata, debido a la presencia de componentes sulfurosos.

*Bosquejo del Método:* La muestra de aceite crudo se extrae junto con el agua en presencia de un solvente y un agente desemulsificante, el contenido de cloruros se determina volumétricamente por titulación con nitrato de plata. Si la muestra contiene componentes de sulfuro, éste es removido por ebullición con ácido nítrico y el contenido de cloruro se determina por el método Volhard.

Descripción simplificada de procedimientos analíticos para el laboratorio de acuerdo con las normas (UOP-22)<sup>(27)</sup>

Equipo:

- Probeta de 100 ml.
- Embudo de separación de 500 ml.
- Bureta de 0.5 ml de capacidad o de 0.25 ml según el contenido de sal.
- Pipeta volumétrica de 1 y 10 ml.
- Solución de nitrato de plata 0.0488 N (8.291g  $\text{AgNO}_3$  en un litro de agua destilada).
- Solución de cromato de potasio al 5%.
- Acetona grado reactivo.
- Benceno grado reactivo.

Procedimiento práctico:

1. Medir 100 ml de petróleo crudo en una probeta graduada.
2. Transferir a un embudo de separación de 500 ml.

3. Lavar la probeta con benceno en porciones hasta de 100 ml y adicionarlos al embudo.
4. Agregar 25 ml de acetona y agitar durante un minuto.
5. Adicionar 100 ml de agua destilada muy caliente.
6. Agitar el embudo de separación, adicionar 25 ml más de acetona.
7. Permitir que las capas de agua y aceite se separen.
8. Drenar el agua y adicionar 3 ml de una solución de cromato de potasio al 5% como indicador.
9. Titular con una solución de nitrato de plata 0.0488 N, hasta el primer cambio de coloración de amarillo paja a café rojizo.
10. Registrar el volumen requerido en la titulación.
11. Hallar la determinación de manera similar para un blanco, omitiendo la muestra de aceite.

El cálculo es el siguiente:

$$\text{Sal, lb/1 000 bls} = 10 (V_1 - V_2)$$

donde:

$V_1$  = ml gastados de nitrato de plata 0.0488 N.

$V_2$  = ml gastados de nitrato de plata para el benceno.

Nota: Si el contenido de sal es muy alto, tomar una alícuota de 1 ó 10 ml y aplicar la fórmula anterior multiplicando por 1 000 ó por 100, según sea el caso.

## **Determinación de sales en aceite crudo mediante método electrométrico (ASTM, D-3230) <sup>(28)</sup>**

Este método determina las sales en aceite crudo, la concentración de dichas sales es reportada en libras de cloruro de sodio (NaCl) por cada mil barriles de crudo. Este método está basado en la conductividad de una solución de aceite crudo en un solvente polar cuando está sujeto a una fuerza eléctrica alterna. La muestra de aceite crudo es disuelta en un solvente mixto y colocada en una celda de prueba que consiste en una copa y dos platos paralelos de acero inoxidable. Se aplica un voltaje alterno sobre los platos y el flujo de corriente resultante se muestra sobre un miliamperímetro. El contenido de sal se obtiene por referencia a una curva de calibración de corriente vs. contenido de sal de mezclas conocidas.

Las curvas de calibración están basadas en normas, preparadas aproximadamente al tipo y concentración de sales en los aceites crudos que están a prueba.

## APÉNDICE B

## EJEMPLO DE CÁLCULO DE SAL ÓPTIMA <sup>(14)</sup>

$$A = \frac{Z \left[ S_o + \frac{(W)(S_w)}{100} \right]}{X + Y}$$

donde:

A = sal óptima, Ptb

Suponer que las especificaciones de operación de un equipo típico de tratamiento, son:

$S_o = 150$  Ptb

$S_w = 10$  Ptb

$W = 7$  bl/100 bl

$Y = 7\%$

$Z = 0.3\%$

$X = 1.0\%$

Entonces:

$$A = \frac{0.3 \left[ 150 + \frac{(7)(10)}{100} \right]}{1.0 + 7.0}$$

$$A = \frac{0.3 \times 150.7}{8.0}$$

$$A = 5.65 \text{ Ptb}$$

Un análisis de la ecuación muestra que X, Y y Z son los factores más importantes para llevar a cabo una remoción óptima de sales del aceite crudo. "Sw" llega a ser un factor importante en la eficiencia de desalado solamente cuando se usa agua de lavado

con alto contenido de sal. Para reducir el contenido de sal en el crudo tratado, debemos incrementar "Y" o reducir "Z".

Dado que el uso de agua dulce de lavado es costoso, el mayor aprovechamiento de costos efectivos en la calidad del aceite crudo resultan si reducimos "Z" tan bajo como sea posible. Con ello, podemos llevar a cabo la más eficiente y efectiva combinación de tratamiento: **mezclado del agua y aceite, mejor contacto de las partículas de salmuera con el agua dulce, y una deshidratación eléctrica de la emulsión agua en aceite.**

Continuando con el ejemplo, si reducimos "Z" a 0.2, entonces:

$$A = \frac{0.2 \left[ 150 + \frac{(7)(10)}{100} \right]}{1.0 + 7.0}$$

$$A = \frac{0.2 \times 150.7}{8.0}$$

$$A = 3.767 \text{ Ptb}$$

Para determinar la eficiencia de un desalador, podemos utilizar la siguiente ecuación:

Remoción de sal:

$$R = \frac{S_o - S}{S_o} \times 100$$

donde:

R = Remoción de sal en %

S<sub>o</sub> = Contenido de sal del crudo no tratado, Ptb

S = Contenido de sal del crudo tratado, Ptb

Si S = 6.0 Ptb y S<sub>o</sub> = 150 Ptb

$$R = \frac{150 - 6}{150} \times 100 = 96\%$$

Podemos expresar la eficiencia total de operación del desalador de la siguiente forma:

$$E = \frac{S_o - S}{S_o - A} \times 100$$

$$E = \frac{150 - 6}{150 - 5.65} \times 100 = 99.75\%$$

## BIBLIOGRAFIA

1. Petrolite Co. Petreco Division.  
"Electric Dehydration/Desalting of Crude Oils in Oilfield Production".  
Manual; Houston, Texas, Agosto 1974.
2. Téllez, José I.  
"Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos".  
Ingeniería Petrolera, Octubre (1978).
3. API (American Petroleum Institute). Division of Production.  
"Treating Oil Field Emulsions".  
Petroleum Extension Service, The Univ. of Texas of Austin., Third ed., 1974.
4. Steve Brown and Ward Rosen.  
"Oil Treating", Manual P-3.  
Petroleum Learning Programs LTD, Houston, Texas, 1982.
5. L. C. Waterman and J. D. Winslow.  
"Electrical Desemulsification, Processes and Equipment".  
Petrolite Corporation, Petreco Division, Houston, Texas.  
Reimpreso de la revista "Petróleo Mexicano". Abril - Mayo 1967, No. 147.
6. Revista PEMEX. Anuario Estadístico 1991.  
Subdirección de Planeación y Coordinación.  
Coordinación de Planeación y Análisis de Inversión.  
Gerencia de Evaluación e Información.
7. Caracterización de Aceites Crudos. Promedio mes de febrero 1992.  
Fuente ATOP (Asistencia Técnica de Operación de Plantas), IMP, Subdirección  
de Transformación Industrial.
8. Hernández Puente Mario Alberto.  
"Tratamiento de Aceite Crudo".  
Tesis Profesional.Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.

9. Ramírez García Jesús.  
Tesis Profesional, Facultad de Química, UNAM, 1982.
10. Don Bartley.  
"Heavy Crudes, Stocks Pose Desalating Problems".  
Howe-Baker Engineers Inc., Tyler, Tex.
11. Roy N. Lucas.  
"Electrical Dehydration and Desalating of Crude Oils".  
Proceedings Indonesian Petroleum Association.  
Fifth Annual Convention, Junio 1976.
12. IMP-PEMEX Exploración-Producción.  
"Identificación de los Sistemas de Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas para la Sonda de Campeche", Noviembre 1993.
13. Presupuesto de Tratadores Horizontales Electrostáticos  
Dado por Smith Industries, Inc., Houston, Texas al IMP, Subdirección de Tec. de Explotación, Div. de Producción, S.I. Ref: 93-5-145, Junio 8, 1993.
14. Petrolite Corporation, Petreco Division.  
"Operating and Maintenance Manual Petreco Two-Stage Desalating Plant".  
Petreco Job Number JHP. 363-PEMEX Purchase Order 800-30-0-60308, 1981.
15. Roy N. Lucas.  
"Electrical Dehydration of Termally Produced Emulsions".  
Petrolite Corp., Petreco Division.  
Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 2173, Houston, Texas (1968).
16. Logan C. Waterman.  
"Crude Desalating: Why and How".  
Petrolite Corp., Petreco Division.  
Reprint from Hydrocarbon Processing, Houston, Texas. Febrero 1965.
17. Larry Hettick and Roy Lucas.  
"Electro-Chemical Purification of Hydraulic Pump Power Oils".  
Long Beach Oil Development Co, and Petreco Div., Petrolite Corp.

Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 3549 (1971).

18. Paul L. Bansbach and Don U. Bessler.  
"Cold Treating of Oilfield Emulsions".  
Petrolite Corporation,  
South-Western Petroleum Short Course Association Lubbock, Texas, 1975.
19. Paul L. Bansbach.  
"The How and Why of Emulsions".  
Petrolite Division, Petrolite Corp., St. Louis, Missouri.  
The Oil and Gas Journal- Septiembre 7 (1970).
20. "Petreco Electrostatic Dehydration/Desalating Equipment".  
Petreco Division Reference No. 80147-F  
Petróleos Mexicanos Ref: R/M No. P-071-61-01-6400, Junio 11, 1980.
21. Nava F. Y., Jaramillo J. A., Zárate R. A.R., Carrillo H. M., Zamora R. E.  
"Estudio de Factibilidad para la Deshidratación del Aceite y Tratamiento del Agua,  
Producidos en el Distrito Agua Dulce, a Fin de Conservar el Equilibrio Ecológico  
de la Región Sur de Petróleos Mexicanos".  
Proyecto CBD-3172, IMP. División de Producción de la Subdirección de  
Explotación, 1994.
22. Instructivo de Operación y Mantenimiento para el Deshidratador Petreco de Baja  
Velocidad.
23. Características Típicas de Aceites Crudos de Exportación, IMP.
24. Caracterización de Aceites Crudos de la Zona Marina, de las Regiones Sur y  
Sureste de Petróleos Mexicanos. IMP.
25. L. C. Waterman.  
"Electrical Coalescers".  
Petrolite Corporation, Houston, Texas.  
CEP (Chemical Engineering Progress), Vol. 61, No.10, Octubre (1965).

26. H. R. Jarvis and J. R. Moechel.  
"Chemical-Electrical Dehydration Process".  
Petrolite Corporation.  
West Texas Oil Lifting Short Course,  
Texas Technological College, Lubbock, Texas, Abril 1962.
27. PEMEX - IMP.  
"Análisis Establecidos para el Control de Calidad del Petróleo Crudo",
28. Normas ASTM, Determinación de Agua, Sal y Sedimento.
29. Hydrocarbon Research Inc. (HRI).  
"Crude oil dehydrators".  
Bakersfield, Ca. 93380, Artículo informativo, 1992.
30. Morales F. J., Carrillo H. M., Del Río H. J.A.  
"Optimización del proceso de deshidratación en la planta deshidratadora Samaria, de la región sur, Pemex exploración y producción, Villahermosa, Tabasco". Proyecto CDC-6361 IMP. Gerencia de Producción IMP, México, 1995.
31. Nava F. Y., Jaramillo J. A., Zamora R. E., Clavel L. J. De la Cruz.  
"Análisis técnico económico del estudio de optimización de la deshidratación del aceite crudo del Distrito Agua Dulce de la región sur de Petróleos Mexicanos".  
Proyecto CDC-0313 IMP, Marzo 1996.
32. Donald R. Burris.  
"Dual polarity oil dehydration".  
Rev. Petroleum Engineer. Agosto: 32-36 (1977).
33. L.C. Waterman and R.L. Pettefer.  
"Oil Field Emulsions and Their Electrical Resolution".  
Cap. 3, p 41.
34. Eugene F. Megyesy  
Manual de Recipientes a presión; Diseño y cálculo.  
Capítulo 5. Recipientes  
Norma de seguridad PEMEX AVII - 14 (Agosto 1970).