

**DEFINICION DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA TRATADORES  
TERMICOS Y TERMoeLECTROSTATICOS EN FACILIDADES DE  
PRODUCCION**

**PAOLA ANDREA GRANADOS BARRIOS  
NIDIA ROCIO GUTIERREZ MIRANDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

**DEFINICION DE ESTANDARES OPERATIVOS PARA TRATADORES  
TERMICOS Y TERMoeLECTROSTATICOS EN FACILIDADES DE  
PRODUCCION**

**PAOLA ANDREA GRANADOS BARRIOS  
NIDIA ROCIO GUTIERREZ MIRANDA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar  
al titulo de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2007**

*A Dios por guiarme siempre y no permitir que desfallezca cuando las cosas se complican.*

*A Emmita mi madre querida y Luis Eduardo mi padre por ser ejemplo de fortaleza, tenacidad y quienes día a día han formado mi carácter y me han brindado todo su apoyo para seguir mis sueños.*

*A mi tía Sofía, Claudia y Ruby por estar presentes ayudando cada día en el papel de mamás.*

*A mi tío Jaime y mi tío Hernando (Q.E.P.D) por ser guías permanentes en este camino.*

*A mis hermanos Pipe, Dani y Jaimito por ser tan especiales conmigo.*

*A mis primos por estar siempre presentes y acompañándome en todo.*

*A toda mi familia por ese ejemplo de unión que es admirable.*

*A German por acompañarme durante estos años, tenerme mucha paciencia y quererme tanto tanto...*

*A Nidiecita por no dejarme sola nunca.*

*A mis amigos Nico, Yuly, Adriana, Ciro, Carlos, Cristian, Johan por estar siempre presentes y brindarme una sincera amistad, apoyarme cada vez que lo necesite y darme la mano cuando tuve alguna dificultad.*

*A Hugo por ese empujoncito para tomar la correcta decisión de estudiar esta maravillosa carrera.*

*Y a todas las personas que han estado presentes en mi vida dándome ánimo para culminar esta importante etapa de mi vida.*

**PAOLA ANDREA**

*Dios, porque definitivamente el siempre ha estado ahí, y ni una hoja de un árbol se mueve sino es por su voluntad y poder.*

*A mis padres Edison y Olga por su amor, comprensión y porque me han dado más de lo que han podido, a Lili porque es mi hermana preferida, será porque es la única, pero ellos tres son las personas que yo mas amo en el mundo, los quiero con todo mi corazón y quiero responderle a mi papi la pregunta que algunas veces al iniciar un semestre me hacía: ¿Pero dígame la verdad, cuántos semestres le faltan? Ahora le digo: En serio ya no hay más semestres, este fue el último.*

*A mi cuñis Harvin porque en este tiempo se ha ganado un lugar muy especial en mi familia y además, me ayudó a mejorar unas gráficas.*

*A todos mis amigos de la Universidad, que con sus frases, ideas, e-mails, hospedaje, locuras, aliento, pañuelos en los días de tristeza y buenos sentimientos me dieron el empujoncito para terminar y volver una realidad la ilusión que venía ideando e imaginando para terminar esta etapa y seguir llevando día a día el mejor camino para mi vida.*

*Espero que esta amistad continué por siempre... Maoly, Yeigmy, Liliana, Roxy, Paola, Adriana, July, Eliana, Silvia, Rocio, Jaime, Cesar, Yair, Nico, Tasco, Victor, Peru.*

*A las pimentonas porque al trabajar juntas fue la oportunidad para conocernos, apreciarnos y apoyarnos de lo cual gane mucho porque hice compañeras por azar, pero grandes amigas por convicción.*

*A mis grandes tesoros, por su fidelidad por su compañía, y a pesar de que no estuviera de buen genio ellos siempre me halagaban... Koki, Kamo, Piojo, Cachas y bicho.*

*A todos mis demás amigos y familiares que de una u otra forma también me han dado su aliento, confianza en lo que ha transcurrido de mi vida.*

*Y recuerden que:  
Todos tenemos un pasado, un presente y un futuro. El pasado para amarlo, el presente hay que vivirlo y el futuro debemos prepararlo.*

**NIDIA ROCIO**

## **AGRADECIMIENTOS**

De manera muy sincera expresamos nuestros agradecimientos:

Al Ingeniero Freddy Abelardo Nariño por ser guía y colaborador en el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros Carlos Ochoa y Johan Ospina por su constante apoyo, orientación e información suministrada.

Al M.Sc Fernando Enrique Calvete y al Ingeniero Nicolás Santos por sus enseñanzas y oportunas palabras.

A nuestros amigos por su comprensión, apoyo e incondicional compañía en los buenos y malos momentos.

A Harvin Duarte por su gran habilidad con los computadores que fue de gran ayuda en la creación de gráficos y animaciones.

A todos nuestros familiares por apoyar cada decisión tomada y reconocer las metas alcanzadas.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

## **RESUMEN**

### **1. TITULO\***

**ESTANDARES OPERATIVOS PARA TRATADORES TERMICOS Y  
TERMoeLECTROSTATICOS PARA FACILIDADES DE PRODUCCION\***

### **2. AUTORES\*\***

**PAOLA ANDREA GRANADOS BARRIOS  
NIDIA ROCIO GUTIERREZ MIRANDA**

### **3. PALABRAS CLAVES:**

Tratadores Térmicos, Tratadores Termoelectrostáticos, Emulsiones, Norma Técnica API 12L.

### **4. DESCRIPCION:**

Actualmente la producción de hidrocarburo se obtiene en forma de emulsión, debido a los diferentes métodos usados para su recuperación, esto conduce a la búsqueda de diversas alternativas para un tratamiento óptimo que permita obtener el mayor porcentaje de crudo sin afectar las propiedades originales del mismo.

El tratamiento de los crudos emulsionados requiere procesos específicos y costosos, este trabajo muestra que la productividad de los tratadores térmicos y termoelectrostáticos depende totalmente de la eficiencia con que se manejen tanto la operación como el mantenimiento de sus equipos tratadores. Además de las fallas producto del desgaste, los tratadores tienen probabilidades de fallas continuas que no dependen necesariamente del desgaste normal y que requieren un manejo especial por parte del personal entrenado para dichos procedimientos.

La forma de optimizar y agilizar la selección de los tratadores minimizando los costos de mantenimiento se plantea por medio de una metodología simple, económica y fácil de instaurar, que se basa en el conocimiento teórico de la formación de emulsiones, definiendo la norma técnica API Spec 12L "Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters", para un correcto diseño que cumpla con los estándares que exige la industria para su fabricación, operación de los equipos y mantenimiento teniendo como base las tendencias de los datos reales obtenidos en campo.

---

\* Proyecto de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Freddy Abelardo Nariño Remolina.

## **ABSTRACT**

### **1. TITLE\***

**STANDARD OPERATIONAL PROCEDURES FOR HEATER TREATERS AND THERMAL – ELECTRIC HEATER TREATERS IN OILFIELD SURFACE FACILITIES**

### **2. AUTHORS\*\***

**PAOLA ANDREA GRANADOS BARRIOS  
NIDIA ROCIO GUTIERREZ MIRANDA\*\***

### **3. KEYWORDS**

Heater Treaters, Thermal – Electric Heater Treaters, Emulsions, API Standard 12L.

### **4. ABSTRACT**

In many oilfields the liquid hydrocarbon production is obtained in an emulsion, due the different methods used for the oil recovery and the reservoir properties that help in the formation of it. As the market states the price of the oil based in its contents, high quality is the first objective for the producers that are always in the way to improve their treatment facilities in order to get the highest amount of oil from the emulsion with the lowest content of water at a reasonably economical way with the best engineering solution.

The treatment of emulsionated oils requires specific and expensive processes; this document shows that the efficiency of heater treaters and thermal – electric heater treaters depends totally on the good operation and maintenance of the treatment equipment. Away from the normal operation failures a high amount of treaters failures are related with the improper operation of the treater for this reason it requires well trained personnel for the execution of these procedures.

A methodology is presented here to optimize and speed up the selection of a treater, this methodology is simple, cheap and easy to implement, based on general emulsion formation theory, oilfield experience, real data and the API Standard 12L “Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters” making a comprehensive standard built for the oilfield industry that will help in the building and operation of heater treaters.

---

\* Thesis for bachelor Degree.

\*\* Petroleum Engineering School. Freddy Abelardo Nariño Remolina

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	17
1. GENERALIDADES	19
1.1 EMULSIONES	19
1.1.1 Definición	19
1.1.2 Tipos de emulsiones.	20
1.1.3 Clasificación de las emulsiones	21
1.1.4 Formación de emulsiones	23
1.1.5 Teorías sobre la formación de emulsiones	24
1.1.6 Agentes emulsionantes	26
1.1.7 Estabilidad de la emulsión	30
1.1.8 Como evitar la formación de emulsión agua en petróleo	37
1.1.9 Desemulsificación	38
1.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA EMULSIONES	44
1.2.1 Método gravitacional	45
1.2.2 Método Químico	46
1.2.3 Método Térmico.	49
1.2.4 Método Eléctrico	50
1.2.5 Métodos Mecánicos	55
2. DISEÑO	57
2.1 TÉRMINOS BÁSICOS	57
2.2 DESCRIPCION GENERAL	62
2.3 DISEÑO DE LOS TRATADORES TERMICOS	67
2.3.1 Conceptos básicos para el diseño	67
2.3.2 Procedimiento de diseño	76
2.4 DISEÑO DE LOS TRATADORES TERMoelectrostaticos	79
2.4.1 Descripción Específica	79

2.4.2	Conceptos básicos para el diseño	79
2.5	MATERIAL	88
2.5.1	Código ASME	88
2.5.2	Partes No Presurizadas	88
2.5.3	Selección de Material	88
2.5.4	Corrosión	89
2.6	FABRICACION, PRUEBA Y PINTURA <sup>(9)</sup>	89
2.6.1	Fabricación	89
2.6.2	Pintura	89
6.3	Recubrimiento Interno	89
2.7	MARCA	90
2.7.1	Placas API	90
2.7.2	Placas Código ASME	91
3.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	92
3.1	OPERACIÓN	92
3.1.1	Tratadores térmicos.	92
3.1.2	Tratadores termoelectrostáticos	102
3.1.3	Procedimiento en caso de emergencia	110
3.1.4	Normas y Procedimientos de Seguridad	113
3.2	MANTENIMIENTO	114
3.2.1	Inspecciones de mantenimiento	114
3.2.2	Aspectos importantes en el funcionamiento de los pirotubos	118
3.2.3	Puesta en marcha	120
3.2.5	Paradas normales	126
3.2.4	Pruebas en caso de fallas.	129
4.	SELECCION	130
4.1	CONSIDERACIONES PARA LA SELECCION	130
4.2	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRATADORES TÉRMICOS	134
4.2.1	Ventajas.	134
4.2.2	Desventajas.	135

4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRATADORES TERMOELECTROSTÁTICOS	135
4.3.1 Ventajas.	135
4.3.2 Desventajas.:	136
4.3.3 Usos de los tratadores termoelectrostáticos	137
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	138
BIBLIOGRAFIA	140
ANEXOS	142

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Fases de una emulsión	20
Figura 2. Clasificación de las emulsiones	22
Figura 3. Representación grafica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.	29
Figura 4. Esquema de los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O.	36
Figura 5. Esquema de las fuerzas de corte y dilatacional relacionadas con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.	37
Figura 6. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.	41
Figura 7. Proceso de Desemulsificación	44
Figura 8. Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual	53
Figura 9. Perfil Intensidad de corriente-Voltaje en función del tiempo durante la deshidratación Electrostática de una emulsión agua en petróleo crudo	54
Figura 10. Esquema del proceso de Electrocoalescencia	55
Figura 12. Fotografía Tratador Térmico Vertical	60
Figura 13. Fotografía Tratador Térmico Horizontal	60
Figuras 14 y 15. Fotografías Tratador Termoelectrostático	61
Figura 16. Típico Tratador Vertical	63
Figura 17. Fotografía Baffle Medio	65
Figura 18. Viscosidad del Petróleo	74
Figura 19. Tamaño de gotitas de agua	78
Figura 20. Tratador Termoelectrostático	79
Figura 21. Capacidad del Tratador Termoelectrostático	82
Figura 22. Tiempo de Retención	84

Figura 23. Placa de identificación Sugerida para tratadores de emulsiones	91
Figura 24. Tratador Térmico Vertical	93
Figura 25. Tratador Térmico Horizontal (vista lateral)	98
Figura 26. Tratador Térmico Horizontal (vista Superior)	99
Figura 27. Flujo de Fluidos de un Tratador Termoelectrostático	103
Figura 28. Fotografía de Transformador	106
Figura 29. Fotografía de Transformador	106
Figura 30. Fotografía Luz indicadora Transformador	115
Figura 31. Fotografía Drenajes Sedimento	116
Figura 32. Fotografía Mantenimiento Tubos de Fuego	117
Figura 33. Diagrama de Flujo Para la Selección del Tratador	133

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Historia del uso de deshidratantes	49
Tabla 2. Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.	67
Tabla 3 Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales.	67
Tabla 4. Tamaños Típicos de las Cajas de Fuego.	68
Tabla 5. Valores de la constante "C"	80
Tabla 6. Temperaturas promedio de tratamiento	81
Tabla 7. Posibles fallas y medidas correctivas.	129

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A: CONSIDERACIONES EN LOS PROCESOS	143
ANEXO B: PAUTAS PARA EL DISEÑO DE LA ESTRUCTURA	145
ANEXO C: EFICIENCIA DE LA COMBUSTIÓN	147
ANEXO D: LISTA DE CONTROLES Y ACCESORIOS	150
ANEXO E: INFORMACIÓN DE DISEÑO DEL TRATADOR	151
ANEXO F. DESCRIPCION ESPECIFICA DE LOS TRATADORES TERMOELECTROSTATICOS	153
ANEXO G. EJEMPLOS DE DISEÑO	163
ANEXO H. PAUTAS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD	172

## INTRODUCCION

En la actualidad la producción mundial de hidrocarburos tiene asociada grandes cantidades de agua debido a los diferentes métodos utilizados en las etapas de extracción y recolección, el contacto agua crudo aumenta la posibilidad de formación de emulsiones las cuales desde el punto de vista termodinámico son inestables y su separación se realizaría por métodos sencillos, pero en los yacimientos encontramos compuestos naturales como resinas y asfáltenos, entre otros, que impiden que las gotas de agua se agrupen en conglomerados y se separen fácilmente, quedando dispersas en el petróleo.

El agua esta lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de estos, por tal razón cuando el agua salada fluye con el aceite en forma de baches o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en la masa del aceite, se forman las emulsiones que deben ser manejadas apropiadamente exigiendo tratamientos adecuados que logren optimizar la calidad del hidrocarburo para alcanzar los estándares establecidos por el cliente.

Romper las emulsiones crudo-agua es un proceso difícil de resolver, teniendo en cuenta que los fluidos de producción al pasar por los diferentes equipos en el proceso de levantamiento y transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se agitan lo suficiente para que el agua se disperse en el aceite generando emulsión agua en aceite y logrando estabilizarse por medio de agentes emulsificantes, química coloidal o tensión interfacial. Los métodos para tratar estas emulsiones han ido evolucionando, desde el reposo en vasijas hasta complejos métodos mecánicos, térmicos y químicos.

En general el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Gracias a todos los avances tecnológicos se han desarrollado procesos y productos, probados en laboratorios y plantas piloto para comprobar su efectividad. Lo anterior hace necesario el uso de equipos de tratamiento térmico y termoelectrostático.

El manejo de estos equipos debe hacerse por personal altamente calificado para lograr un óptimo rendimiento sin olvidar que se deben llevar a cabo rutinas de mantenimiento preventivo y operativo para prolongar la vida útil de los mismos y garantizar la eficiencia del proceso.

En este trabajo se simplificaron los procedimientos operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos, teniendo en cuenta normas técnicas, requerimientos operativos y de mantenimiento, con el fin de reducir costos en la operación, haciendo más ágil los procesos de diseño y las rutinas de mantenimiento.

## 1. GENERALIDADES

Siempre en algunos momentos de la vida de un pozo de petróleo, se producirá junto con el crudo una cantidad de agua inaceptable. El agua usualmente se filtra durante la producción de crudo y gas. Generalmente, mientras más antiguo es el pozo producirá más agua.

A medida que los fluidos se mueven a través de la formación, y el equipo artificial de levantamiento, el agua se mezcla con el crudo, para separarlos se utilizan los separadores de producción. Los separadores de dos fases separan al gas del líquido. Los de tres fases separan al gas natural y a los líquidos entre sí, por ejemplo el agua libre del crudo.

Los fluidos que no se separan fácilmente se conocen con el nombre de “emulsiones” y deben ser tratados antes para que sus componentes se puedan separar. Los tratadores térmicos y termoelectrostáticos se utilizan para separar emulsiones.

### 1.1 EMULSIONES

**1.1.1 Definición<sup>1</sup>.** Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

El agua libre, es definida por el Instituto Americano del Petróleo (API), como la cantidad de agua de producción que se sedimentará y se separará del petróleo en un lapso no mayor de cinco minutos, como consecuencia del asentamiento

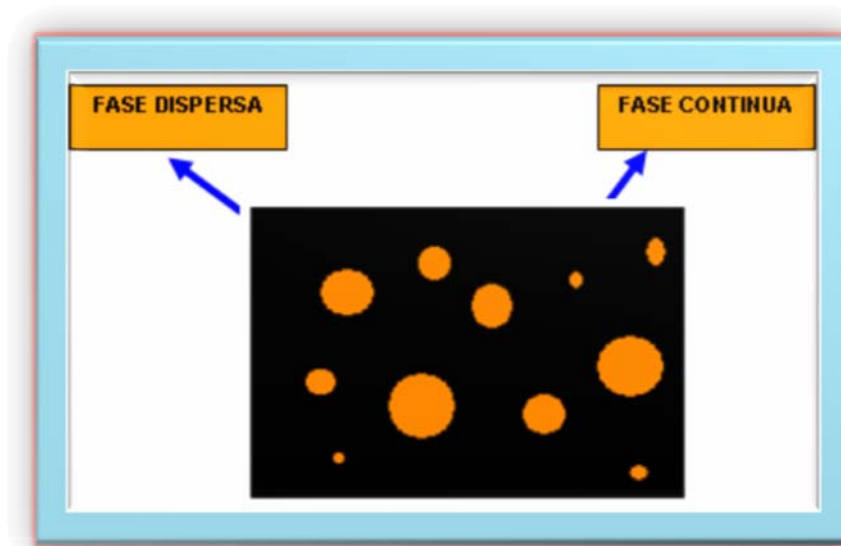
---

<sup>1</sup> PAEZ, Ruth. “Operaciones de recolección y tratamiento de fluidos producidos”

gravitacional. El resto de agua presente se considerara como emulsionada y requiere de un proceso de tratamiento para ser removida.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa.

Figura 1. Fases de una emulsión



Fuente: El autor

**1.1.2 Tipos de emulsiones.** Las emulsiones de petróleo y agua pueden encontrarse en cuatro formas diferentes:

**Agua en petróleo (W/O).** Es el tipo de emulsión más común en la industria petrolera: en ella la fase dispersa es el agua, y la fase continua es el petróleo. Generalmente su contenido de agua oscila entre 10 y 40%.

**Petróleo en agua (O/W).** En esta emulsión a fase dispersa la constituye el petróleo, y la fase continua el agua; normalmente se da en el agua drenada, posteriormente al tratamiento de deshidratación.

**Petróleo en agua en petróleo (W/O/W).** Este tipo no se encuentra con frecuencia, y tiene una forma compleja. Está constituida por una fase continua de petróleo en cuyo seno se encuentran dispersos glóbulos de agua, los que a su vez forma una fase continua en la cual se encuentran dispersos glóbulos pequeños de petróleo.

**Agua en petróleo en agua (W/O/W).** Este tipo de emulsión la constituye una fase continua de petróleo, que en la cual se encuentra una primera fase dispersa de petróleo, que a su vez, le sirve de fase continua a una segunda fase. La misma se obtiene más que todo en laboratorios

**1.1.3 Clasificación de las emulsiones.** Dependiendo del aspecto que se analice, las emulsiones se pueden clasificar así:

**1.1.3.1 Según el grado de estabilidad.**

**Estables.** Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única manera de conseguir que las fases se separen es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.

**Inestables.** Una emulsión es inestable cuando al dejarla en reposo durante algún tiempo, las fases se separan por gravedad.

### 1.1.3.2 Según las fases de la emulsión

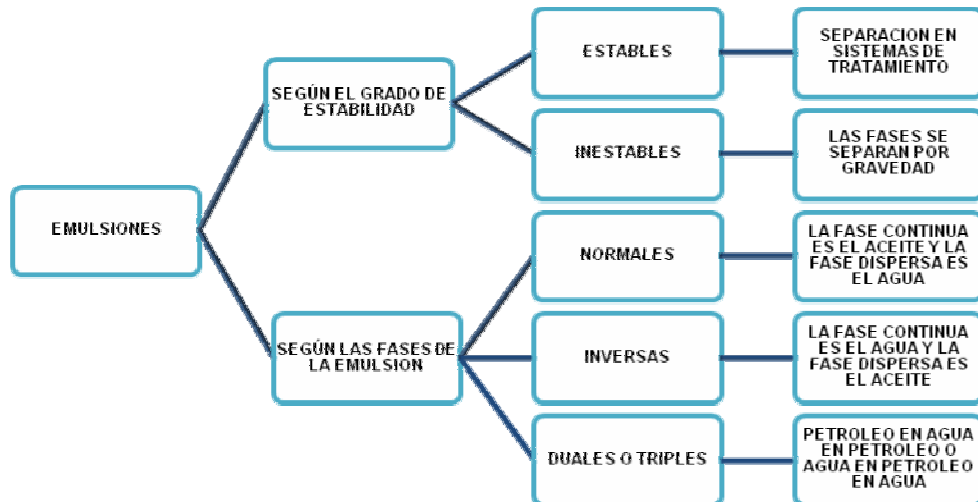
**Normales.** Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua.

**Inversas.** Una emulsión es inversa cuando la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite.

**Duales o Triples.** Petróleo en agua en Petróleo y agua en Petróleo en agua. La emulsión de petróleo en agua o inversa, en la mayoría de los casos consiste en gotas finas de petróleo rodeadas por una tenue película de agua. Para eliminarlas, generalmente, se requiere de tratamiento químico. Las emulsiones triples o duales aunque son de rara ocurrencia, se pueden presentar en crudos muy pesados y viscosos acompañados de agua fresca y blanda. Por lo general, requieren tratamiento químico especial. La emulsión agua en petróleo o directa, es la que se presenta en el 90% de los casos.

El siguiente organigrama resume la clasificación de las emulsiones:

Figura 2. Clasificación de las emulsiones



Fuente: El autor

**1.1.4 Formación de emulsiones<sup>2</sup>** El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100  $\mu\text{m}$ .

Existen tres requisitos para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar los líquidos en pequeñas gotas.
- Un agente emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la emulsificación es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el

---

<sup>2</sup> Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

“gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos ( $>20$  °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extrapesados ( $<20$  °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. La palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones.

La mayoría de los petróleos crudos tienen tensión superficial inferior al agua, por lo tanto, existe una mayor tendencia del agua a formar gotas pequeñas, con un menor radio que las gotas de crudo; esto favorece la formación de emulsión directa, o de agua en petróleo.

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación, ya que el golpeteo, dispersa una de las fases en gotas pequeñas. Dos líquidos inmiscibles no pueden formar una emulsión estable; si no hay presencia de fuerzas estabilizadoras dentro de la emulsión, entonces, pequeñas gotas se unirán nuevamente.

**1.1.5 Teorías sobre la formación de emulsiones.** Existen varias teorías que explican como dos líquidos inmiscibles forman emulsiones estables; entre ellas tenemos:

**1.1.5.1 Teoría coloidal.** La teoría coloidal relaciona la formación de emulsiones con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, así como las arcillas; sustancias coloidales que permanecen en suspensión en el agua por mucho tiempo después de un período de agitación, las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión normal están regidas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

**1.1.5.2 Teoría del agente emulsificante.** En esta teoría se explica por qué las pequeñas gotas de agua dispersas en una emulsión normal no se unen al ponerse en contacto, debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, la cual forma una barrera física para evitar la unión de las gotas de agua.

Dependiendo de las características del agente emulsificante y de su relación con los líquidos, se formará una emulsión normal o inversa, teniendo en cuenta que el líquido en el cual se disuelva, será la fase continua de la emulsión.

**1.1.5.3 Teoría de la tensión interfacial.** Esta teoría hace referencia a la formación de emulsiones basada en los fenómenos de tensión interfacial, que explican la oclusión de un gota de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa, originando gotas esféricas que tienden a presentar la menor superficie al otro líquido (aceite) .

Si la tensión interfacial entre el agua y el aceite es alta, la emulsificación se dificulta por que el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formándose una capa delgada. Bajo las condiciones anteriores y si se desea formar una emulsión, debemos agregar ciertas sales solubles como Carbonato de Calcio, Uleoato de sodio y sulfato de aluminio. Además si se desea evitar la formación de la emulsión debemos agregar cloruros solubles en el agua.

**1.1.5.4 Teoría de las cargas eléctricas.** La teoría de las cargas eléctricas, mediante experimentos, ha demostrado que las gotas de agua están cargadas eléctricamente, lo cual se explica con la repulsión de las gotas al estar en contacto, debido a sus cargas eléctricas iguales; esto ha sido corroborado con la facilidad de unión de las partículas después de que se neutralizan tales cargas por acción de una corriente eléctrica.

**1.1.6 Agentes emulsionantes.** Un agente emulsificador es una sustancia que promueve la formación y estabilidad de una emulsión.

Son compuestos que contienen moléculas polares y no polares. Moléculas polares significa que cada molécula contiene una porción de carga positiva (+ ) y otra porción de carga negativa ( - ) en dos extremos opuestos. Si se colocan en un campo eléctrico, las moléculas se orientan en su solo polo positivo hacia el cátodo ( + ) y su polo negativo ( - ) hacia el ánodo ( - ).<sup>3</sup>

Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares; y en concordancia, las sustancias polares tienen una tendencia marcada a disolverse en solventes polares como el agua.

Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el petróleo.

Si las moléculas del emulsificante son de conducto doble, polar y no polar, cuando se colocan en la interfase agua-petróleo, aquellas moléculas que tengan el grupo predominante polar, son empujadas inmediatamente hacia el agua a pesar de la existencia de la porción débil no polar.

---

<sup>3</sup> Op Cit. PAEZ, Ruth

Por otro lado, si moléculas del emulsificante en que predomine el grupo no polar son colocadas en la interfase, inmediatamente se disuelven en el aceite. Ninguno de los dos tipos dominantes puede permanecer en la interfase.

Sin embargo, si las proporciones polar y no polar coexisten sin que alguna predomine sobre la otra, las moléculas permanecen en la interfase, se orientan con la porción polar hacia el agua y la no polar hacia la fase aceite o petróleo. Si es grande el número de moléculas orientadas, se acumulan y desarrollan una película continua de interfase. En tal caso, en presencia del emulsificante, la gota de agua no está realmente en contacto con el petróleo sino con las moléculas orientadas del emulsificante.

Las películas sólidas del fluido de producción se clasifican en hidrofílicas e hidrofobias según sea ávida de agua o tengan aversión hacia ella. Las hidrofílicas actúan como emulsionantes del petróleo en agua, por ejemplo arcilla coloidal, bentonita e hidróxidos metálicos. Las partículas sólidas hidrofóbicas actúan como proveedoras de emulsiones de agua en aceite, por ejemplo sales y sedimento.

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera.<sup>4</sup>

**Compuestos naturales surfactantes.** Tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular solubles en petróleo pero insolubles en agua. Se localizan en los límites de las fases por ejemplo en los límites de la fase agua evitando su coalescencia.

---

<sup>4</sup> OP Cit. Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER

**Sólidos finamente divididos.** Tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.

**Químicos de producción.** Añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Por lo anterior se concluye que la materia extraña al petróleo, parcialmente o totalmente soluble en los fluidos y algunas veces en suspensión en la corriente, actúa como agente emulsionante aumentando la tensión de la película interfacial alrededor de las gotas de agua.

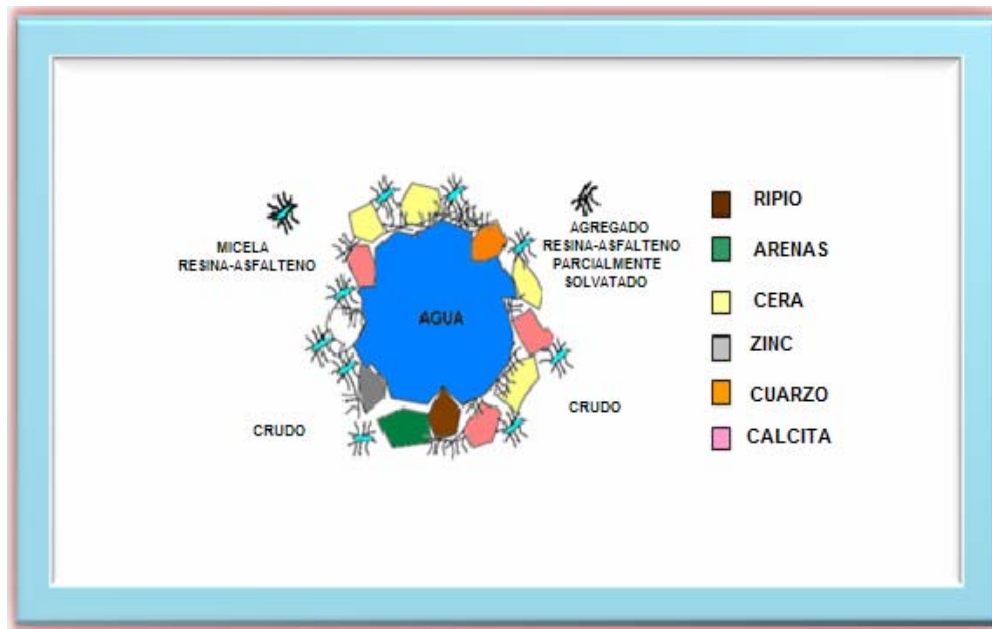
Ninguna emulsión sería estable sin la presencia de una agente emulsionante y agitación.

**1.1.6.1 Los surfactantes naturales.** Se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos.

Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electrocoalescencia. La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- a. Aumenta la tensión interfacial. Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial.
- b. Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.
- c. Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Figura 3. Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota

y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla. En la figura 3 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

**1.1.7 Estabilidad de la emulsión.** Desde un punto de vista puramente termodinámico una emulsión es un sistema inestable. Esto es porque la tendencia natural de los sistemas líquido-líquidos es a separarse y reducir su área interfacial y por ende su energía interfacial.

Las emulsiones producidas en campo también se pueden clasificar de acuerdo a la estabilidad en:

**Emulsiones débiles.** Son aquellas que se pueden separar en unos pocos minutos.

**Emulsiones medias.** Se pueden separar en alrededor de 10 minutos.

**Emulsiones fuertes.** Pueden ser separadas algunas veces solo parcialmente en cuestión de horas o tal vez días.

**1.1.7.1 Factores que afectan la estabilidad.**<sup>56</sup> Tradicionalmente, las características físicas fundamentales usadas para evaluar estabilidad de la emulsión y la resolución se han limitado a la gravedad específica y a la viscosidad del aceite. Mientras que estas características son principalmente responsables de los índices de la separación de una emulsión del agua-en-aceite, en algunos casos otras variables incluyendo la tensión interfacial y la conductividad son igualmente importantes. La mayoría de los petróleos crudos, además de una mezcla de las fracciones del hidrocarburo, también contienen una mezcla no

---

<sup>5</sup> Salager J.L. Revista Técnica Intevep, 7(12):3-15, (1987a)

<sup>6</sup> GARY W. Sams. And MOSHEN Zaouk, The Practiced Art of Emulsion Resolution in Electrostatic Processes, Paper Natco, 1999

homogénea de una variedad de compuestos, tales como surfactantes, de aniones, de cationes, de arcilla, de arena, de lógamo, y de bacterias. Estos compuestos, extendiéndose en concentraciones de rastro a los niveles del porcentaje, contribuyen grados que varían a la estabilidad de la emulsión, a la fusión y a las tarifas de la separación. Varias características importantes definen una emulsión estable.

El grado de estabilidad de la emulsión depende de la mayoría de los siguientes factores:

*El tamaño de las gotitas dispersadas del agua*

*La edad de la emulsión*

*La viscosidad del aceite*

*La diferencia en la densidad de los dos líquidos*

*El porcentaje del volumen del corte de agua*

*La tensión interfacial*

*Los asfáltenos, Parafina*

*Contenido de sólidos suspendidos*

Además, varias características del agua son también importantes y contribuyen a la estabilidad de la emulsión. Estas características son:

*Densidad del agua*

*pH*

*Salinidad*

*Sólidos suspendidos*

**Tamaño de la Gota.** Gotas muy pequeñas menores de 10  $\mu\text{m}$  generalmente, producen emulsiones más estables y toman más tiempo para sedimentarse, esto debido a la menor atracción gravitacional de las más grandes; cuando están

rodeadas por películas, son más difíciles de romper por impacto con otras gotas; cuando las gotas que forman la emulsión son pequeñas y de tamaño uniforme, es difícil que estas aumenten lo suficiente de tamaño, como para separarse por gravedad, lo que si ocurriría si existieran gotas grandes y pequeñas.

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

**Viscosidad de la Fase Continua.** Una viscosidad alta en la fase continua disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Una viscosidad alta indica lenta sedimentación y por lo general, los crudos pesados o de baja gravedad API, tienen alta viscosidad

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

A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfáltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del

orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen en el IFT además de las resinas y asfáltenos.

**Agentes Emulsificadores.** El efecto depende del tipo de agente y las condiciones bajo las cuales se produce la emulsión. La formación de una emulsión estable sería muy difícil sin un agente emulsificador.

**Fracción pesada en el aceite.** Estos incluyen asfáltenos resinas y ácidos orgánicos solubles en aceite (ácido nafténico, ácido carboxílico) y bases; estos son los principales constituyentes de la película interfacial que rodea las gotas de agua y le da estabilidad a la emulsión. Los asfáltenos tienen propiedades surfactantes que hacen de ellos un buen emulsificante.

La acumulación de asfáltenos en la interfase da como resultado la formación de una película rígida. Los asfáltenos estabilizan las gotas de agua. Para que dos gotas coalescan debe haber daño o ruptura de la película interfacial la presencia de asfáltenos puede retardar naturalmente el daño de esta película.

Las resinas también tienen alto peso molecular y tienen una fuerte tendencia a asociarse con los asfáltenos la relación asfáltenos: resinas en el crudo es la responsable del tipo de película formada (móvil o rígida) o por ende esta directamente relacionada con la estabilidad de la emulsión.

**Relación de Volumen de Fase.** Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota, el área interfacial y la tensión superficial. La distancia de separación también se reduce y esto incrementa la frecuencia de colisión entre las gotas.

**Temperatura.** La temperatura tiene un efecto muy importante en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura, se incrementa la difusión de las gotas,

decrece la viscosidad de la fase externa, disminuye la película interfacial y modifica la tensión superficial, y consecuentemente, se facilita el rompimiento de la emulsión.

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

**Sólidos suspendidos.** Entre los sólidos incluyen los minerales tales como la arcilla, la arena, los óxidos, los sulfatos y los sulfuros. Aunque algunos investigadores no ven ningún efecto perjudicial debido a la presencia de sólidos, hay otros que sugieren que los altos niveles sólidos pueden contribuir a la estabilidad de la emulsión. Además otros investigadores han divulgado que la película que se estabilizaba es fina y se forma en el interfaz alrededor de las gotitas dispersadas del agua. Mientras que la floculación puede continuar ocurriendo, la coalescencia y la falta de separación debido a la capa externa resistente que rodea y que protege las gotitas del agua. Al seleccionar un producto químico óptimo que demulsionaba, las compañías químicas del campo petrolífero han divulgado dificultad en la determinación del producto químico óptimo cuando las concentraciones sólidas son más altas de 100 ppm.

**Salinidad de la salmuera.** La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. La presencia de agua fresca o salmuera con baja concentración de sal, favorecen la estabilidad de las emulsiones.

**Tipo de aceite.** Los crudos con aceite de base parafínica, usualmente, no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta si lo hacen. El tipo de crudo determina la cantidad y tipos de emulsificadores naturales.

**Diferencia de densidad.** La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Esto quiere decir, que a mayor diferencia de densidad entre las fases constituyentes de una emulsión, será más fácil su separación.

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

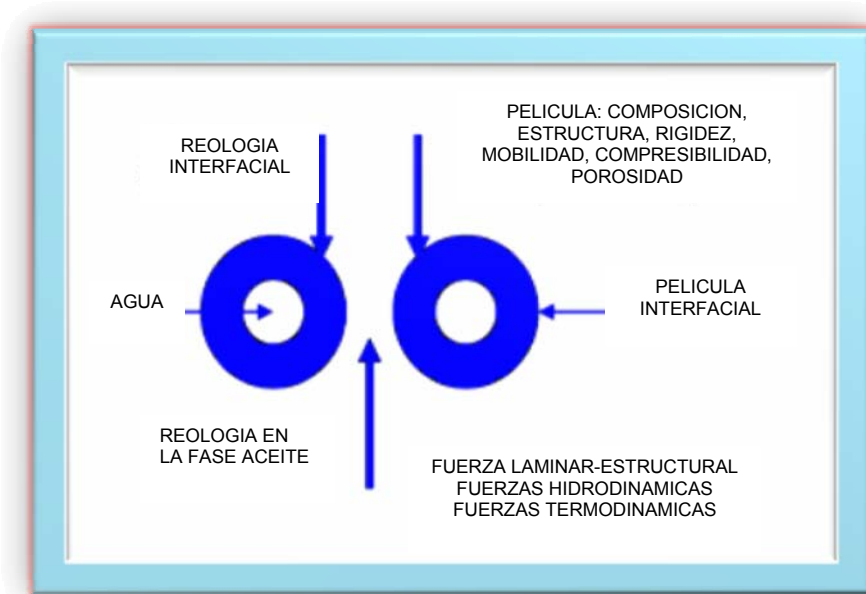
**Propiedades reológicas interfaciales.** Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni. En la figura 4 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa.

Para una interfase Newtoniana las propiedades reológicas que determinan el movimiento interfacial son la viscosidad de cillazamiento interfacial  $\eta_s$ , la viscosidad dilatacional interfacial  $\eta_d$  y el gradiente de tensión interfacial.  $\eta_s$  describe la resistencia de la interfase a cambiar de forma en un elemento diferencial de la interfase, el área se mantiene constante y se mide la resistencia de la película.

La viscosidad  $\eta_d$ , al igual que la elasticidad interfacial dilatacional  $\epsilon_d$ , se mide sólo por la dilatación-compresión de la película sin aplicar cillazamiento. Estas

propiedades describen la resistencia de la superficie a los cambios en el área interfacial. En la figura 5 se muestra esquemáticamente las fuerzas de cizalla y dilatacional sobre la interfase, las cuales determinan la viscosidad de cizallamiento y la dilatacional, respectivamente.

Figura 4. Esquema de los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión W/O.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

Se define el módulo dilatacional interfacial  $\epsilon$  como el aumento en la tensión interfacial para una unidad de área superficial por lo tanto, es una medida de la resistencia para la creación de gradientes de tensión interfacial, y la tasa a la cual tales gradientes desaparecen después de la deformación.

Figura 5. Esquema de las fuerzas de corte y dilatacional relacionadas con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

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

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Salager J.L. Revista Técnica Intevep

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

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

Se dice que actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos utilizados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para romperlas, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento. En los casos de bajo contenido de agua (< 10%) resulta ventajoso añadir agua en fondo de pozo antes que se produzca la emulsión porque así la emulsión formada será menos estable (el tamaño de gotas aumenta y se favorece la coalescencia).

**1.1.9 Desemulsificación.** La desemulsificación es el rompimiento y separación de la emulsión en sus diferentes fases. Desde el punto de vista de la producción de aceite es interesante observar dos aspectos de la desemulsificación.

- a. La tasa o velocidad con la cual la separación tiene lugar.
- b. La cantidad de agua que continúa en el aceite después de la separación. Una rápida separación y un bajo valor de agua residual en el crudo es obviamente lo que se quiere al producir petróleo.

Como se mencionó previamente las emulsiones poseen un grado de estabilidad, esta estabilidad surge desde la formación la película interfacial y el encapsulamiento de las gotas de agua. Para separar la emulsión la película interfacial debe ser destruida y hacer que las gotas coalescan; la desestabilización o rompimiento de la emulsión esta íntimamente relacionada con la remoción de la película interfacial. Los factores que mejoran o aceleran el rompimiento de la emulsión incluyen:

*Aumento de la temperatura.*

*Reducción de la agitación.*

*Incremento del tiempo de residencia o retención.*

*Remoción de sólidos.*

*Control de agentes emulsificantes.*

**1.1.7.1. Mecanismos involucrados en la desemulsificación.** La desemulsificación es la separación de una emulsión en sus fases componentes el proceso ocurre en tres pasos. El primer paso es la sedimentación (acercamiento macroscópico de las gotas), el segundo paso es la floculación (agregación, aglomeración), y el tercer paso es la coalescencia; cada uno de estos pasos es determinante en el proceso de rompimiento de la emulsión:

**Sedimentación.** Primero la gota se desplaza en el campo de gravedad por el empuje de Arquímedes, según el proceso llamado sedimentación. Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la

suposición de gotas esféricas rígidas, que permite calcular la velocidad de caída o subida, ecuación 1.1, o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 1.2, pero sí son menores de 5  $\mu\text{m}$  está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s * r^2 \quad (1.1)$$

$$V_H = \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} * \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad (1.2)$$

Donde:

$V_s$  = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

$V_H$  = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

$\rho_1$  = densidad del agua (g/cm<sup>3</sup>).

$\rho_2$  = densidad del crudo (g/cm<sup>3</sup>).

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

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

$\eta_e$  = viscosidad de la fase externa (cp).

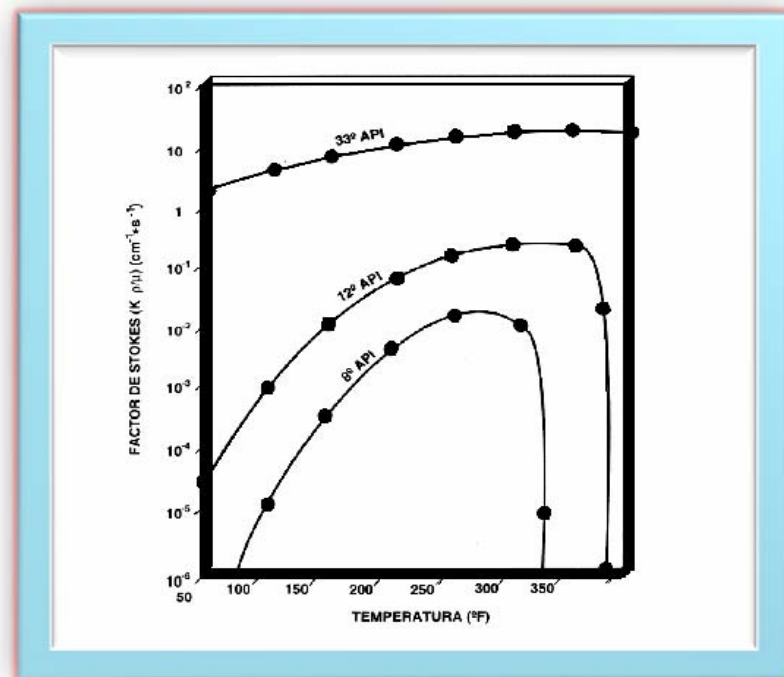
$\eta_i$  = viscosidad de la fase interna (cp).

$f_s$  = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensen. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados <sup>(3)</sup>, para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación 1.1, la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la figura 6 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ( $f_s = V_s/r^2$ ) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

Figura 6. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004

**Floculación o agregación.** Durante la floculación las gotas forman agregados o “flocs”. Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å.

La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye.

El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película.

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

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia.

Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico.

El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al

drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica.<sup>8</sup>

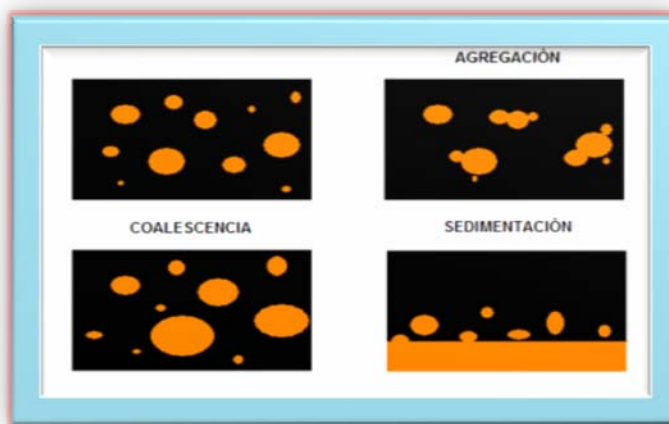
**Coalescencia.** Durante la coalescencia las gotas se fusionan para formar gotas más grandes. La coalescencia ocurre en dos etapas: daño y rompimiento de la película interfacial, la coalescencia solo tiene lugar si la película interfacial que esta alrededor de las gotas se rompe. Este es un proceso irreversible que conduce a una disminución en el número de gotas y eventualmente a una completa desemulsificación. La coalescencia puede ser mejorada a altas tasas de floculación, altas tensiones interfaciales, bajas viscosidades de aceite, altos cortes de agua y altas temperaturas.

Finalmente la emulsión se separa en dos porciones una con mayor porcentaje de fase dispersa que la otra. Es la consecuencia directa de la diferencia de densidades entre las gotas y la fase continua. Si las gotas son más densas que la fase continua, tenderán a precipitarse, enriqueciendo el fondo de la emulsión. Si la fase continua es más densa que las gotas estas ascienden, enriqueciendo el tope de la emulsión.

---

<sup>8</sup> Op Cit. Salager J.L. Revista Técnica Intevep

Figura 7. Proceso de Desemulsificación



Fuente: El autor

## 1.2 MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA EMULSIONES<sup>9</sup>

El agua producida por los yacimientos puede variar de una pequeña fracción de 1 por ciento a 99 por ciento. Los oleoductos no pagan por agua, por lo tanto, la mayor cantidad de esta debe ser eliminada antes de ser enviada al oleoducto. En la mayoría de los casos estas emulsiones requieren tratamiento.

Una emulsión debe ser examinada frecuentemente. No hay dos emulsiones iguales. Hasta las emulsiones de un mismo pozo cambian con el tiempo y requieren cambios en los procesos de tratamiento. Este proceso debe ser observado cuidadosamente porque afecta la gravedad del crudo.

El tratamiento de las emulsiones puede incluir uno o más de los siguientes procedimientos:

*Método Gravitacional*

*Método Químico*

---

<sup>9</sup> KOKAL, Sunil. Crude oil emulsions: A state of the art review. Society of petroleum Engineers. Paper SPE 77497, October 2002

*Método Térmico*

*Método Eléctrico*

**1.2.1 Método gravitacional.** El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrels y eliminadores de agua libre FWKO.

Los FWKO son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente entre unos 10-20 minutos.

Este tratamiento se basa en el principio de la diferencia de densidades entre dos fluidos, en este caso el agua y el aceite. Debido a la mayor densidad o gravedad específica del agua, ésta irá al fondo del tanque o recipiente de asentamiento, mientras que el aceite, de menor densidad estará en la parte superior. Para que se dé este tipo de tratamiento, es necesario dejar al crudo en reposo durante un determinado tiempo, drenándose posteriormente el agua que se deposita en el fondo del tanque, la cual es denominada agua libre.

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene de 1 a 30% de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia que aumentan su eficiencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible para los calentadores. El calentamiento de agua, aparte de que ser un desperdicio de energía, provoca problemas de incrustación y requiere del uso de tratamiento químico adicional para prevenir la incrustación, el cual sumamente costoso.

El tiempo necesario para separar completamente una emulsión se llama *tiempo de sedimentación*. La proporción de sedimentación de una emulsión de agua en crudo se ve afectada por la viscosidad, tamaño de las gotas de agua, y la gravedad.

El crudo es de alta viscosidad (espeso), las gotas de agua no se pueden mover sin una resistencia considerable y no se separaran fácilmente. El régimen de sedimentación es también afectado por el tamaño de las gotas de agua. Las gotas mas pequeñas son más ligeras y toman más tiempo en separar mediante sedimentación.

Si la diferencia en Peso Especifico entre el agua y el crudo (diferencia gravitacional) es pequeña, la separación es lenta. Sin embargo, el agua pesa mas que el crudo y eventualmente se sedimentará en el fondo del tanque. Algunas emulsiones pueden tratarse adecuadamente solo con sedimentación. Otras necesitan procedimientos de tratamiento adicionales diseñados para acelerar el proceso de sedimentación.

**1.2.2 Método Químico.** El método más común de tratamiento de emulsión es la adición de químicos llamados desemulsificantes. Estos químicos están diseñados para neutralizar el efecto del agente emulsificante que estabiliza la emulsión. Los desemulsificantes son componentes surfactantes que cuando se adicionan a la emulsión migran a la interfase aceite-agua y rompen o debilitan la película rígida y mejoran la coalescencia de las gotas de agua. Un óptimo rompimiento de emulsiones con desemulsificantes requiere:

*Una apropiada selección del químico para una emulsión dada.*

*Una adecuada cantidad de ese químico.*

*Una adecuada mezcla del químico en la emulsión.*

*Suficiente tiempo de retención para permitir la sedimentación de las gotas.*

La cantidad de químicos adicionados es muy importante; una pequeña cantidad de desemulsificante puede no resolver el problema de emulsiones, pero una cantidad muy alta también puede resultar dañino para el proceso de tratamiento, ya que los desemulsificantes también son surfactantes y un exceso en la cantidad de desemulsificante puede producir una emulsión muy estable, en este caso el desemulsificante simplemente reemplaza los emulsificantes naturales. Debido a la amplia variedad de químicos desarrollados como desemulsificantes, los diferentes tipos de crudo manejados, es muy difícil establecer una dosificación típica o Standard para el tratamiento de emulsiones. La cantidad o dosificación de desemulsificante requerido es muy específico y depende de varios factores.

La cantidad de desemulsificante utilizada puede variar desde menos de 10 ppm hasta más de 100 ppm para recobros primarios y secundarios, durante la recuperación terciaria especialmente durante la inyección de surfactantes estas cantidades pueden alcanzar los miles de ppm<sup>10</sup>.

**1.2.2.1 Acción de los químicos desemulsificantes.** Muchos estudios han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes desemulsionantes está asociado a la formulación óptima del sistema (SAD = 0, siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante)

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

---

<sup>10</sup> VILLARREAL, Roxanna. Modelo matemático para la determinación del perfil de presión en líneas de flujo con emulsiones, pag 17-29, Tesis uis 2006.

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra-baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica. Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (modelo de los surfactantes naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (modelo agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable <sup>(3)</sup>. La formulación óptima es independiente de la concentración de surfactante y de la cantidad de la fase media, el surfactante es atrapado en una microemulsión. <sup>(4)</sup>

Por lo general, los desemulsionantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes.

Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas. En la tabla 1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones W/O.

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de SAD = 0.

Tabla 1. Historia del uso de deshidratantes

Periodo	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilromáticos, sulfonatos, aceites de castor sulfatado.
1930	1000	Sulfonatos de petróleo, esterres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos.
Desde 1935	100-500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles.
Desde 1950	100	Copolímeros bloques de oxido de etileno/oxido de propileno EO/PO, resinas p-alquitenol formaldehidas + EO/PO y modificadores.
Desde 1965	30-50	Aminas oxialquiladas, poliaminas.
Desde 1976	10-30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas.
Desde 1986	5-20	Poliesteraminas y sus mezclas.

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, N° 3, pp. 334-338.

**1.2.3 Método Térmico.** La manera ideal de tratar el crudo es sin la aplicación de calor; sin embargo, frecuentemente el tratamiento lo requiere para acelerar la separación. El calor no separa los elementos de una emulsión por si mismo, pero ayuda de varias maneras.

El calor hace que las gotas de agua aceleren su movimiento y choquen entre si con mayor fuerza y frecuencia. Cuando las gotas chocan, la película constituida por el agente emulsificador que las recubre se rompe, dando origen a la formación de gotas mas grandes y pesadas que son vencidas por la fuerza gravitacional y caen sedimentándose.

El calor disminuye la viscosidad del crudo permitiendo a las gotas de agua sedimentarse más fácilmente.

El calor acelera la acción química del agente emulsificador de la película que recubre las gotas, la cual es rígida, pero se expande hasta romperse con la

aplicación de calor, permitiendo a las gotas combinarse entre si, caer y sedimentarse.

El calor solo debe aplicarse en caso necesario porque su exceso desperdicia energía (combustible) y causa desgaste al equipo.

**1.2.4 Método Eléctrico.** La aplicación de un alto voltaje eléctrico es frecuentemente un principio efectivo para el rompimiento de la emulsión, este se basa en la teoría que las gotas de agua tienen una carga asociada y cuando se le aplica un campo eléctrico las gotas se mueven rápidamente y colisionan unas con otras y coalescen.

El campo eléctrico también causa disturbios en la película interfacial por ordenamiento de las moléculas polares, por eso se rompe la película interfacial y se mejora la coalescencia. El sistema eléctrico consta de un transformador y unos electrodos que proporcionan el alto voltaje, los electrodos son colocados de tal forma que el campo se genere en dirección perpendicular al flujo, la distancia entre los electrodos se diseña de forma ajustable para variar la intensidad del campo según se requiera para el tratamiento de la emulsión.

El tratamiento electrostático raramente es aplicado solo como un método de rompimiento de emulsiones, este generalmente es utilizado en conjunto con la adición de químicos, el uso de tratamiento electrostático puede resultar en una reducción del calor requerido para el tratamiento, y bajas temperaturas implican menos costos, menos pérdidas de livianos y reduce los problemas de corrosión.

**1.2.4.1 Acción del campo eléctrico.** La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{q_1 * q_2}{4\pi\epsilon_0 x^2} \quad (1.3)$$

Donde q es la carga de la gota, x es la distancia entre los centros de las gotas y  $\epsilon_0$  la permitividad de la fase continúa. La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico. Para una gota cargada por contacto directo con un electrodo, la fuerza resultante se reescribe:

$$F = \left[ \frac{\pi^2}{6} \right] 4\pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon_o E^2 \quad (1.4)$$

Siendo  $\epsilon_{oil}$  la constante dieléctrica relativa del crudo y E el campo eléctrico.

Esta fuerza ocasiona que la gota cargada migre hacia el electrodo de carga opuesta y se inicie entonces el contacto con otras gotas, permitiendo la coalescencia. Para dos gotas polarizadas de igual tamaño alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F = 3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_o E^2 * \frac{d^6}{x^4} \quad (1.5)$$

En un campo D.C. (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga, dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua.

En el caso de corriente alterna (A.C.), una gota cargada tenderá a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como: ionización, adsorción preferencial de iones a la interfase

(doble capa eléctrica) o transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica.<sup>11</sup>

En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes D.C. sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua. Este principio se esquematiza en la figura 8. En esta figura se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente. A medida que la gota entra en el alto gradiente D.C. entre los electrodos, éste le induce una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria.

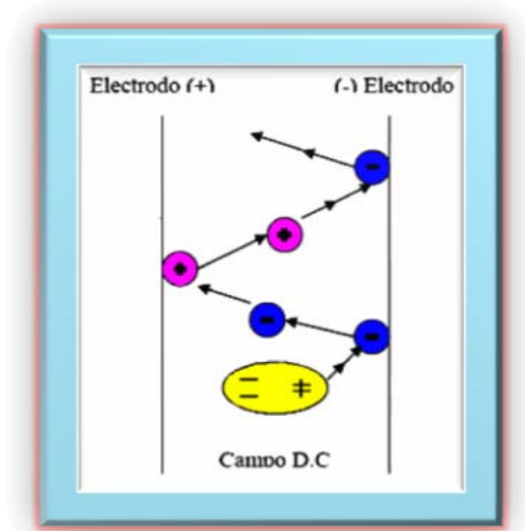
Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales D.C. retienen a las gotas de agua hasta sean suficientemente grandes como para sedimentar.

Considerando lo anteriormente expuesto para un sistema de una emulsión W/O con miles de gotas de agua. Las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente) tenderán a colisionar entre sí, por lo cual la coalescencia ocurrirá más rápido. Este fenómeno también hace que gotas en medios más viscosos colisionen, y es necesario altas temperaturas.

---

<sup>11</sup> Burris D.R. Dual polarity oil dehydration. *Petroleum Engineer*, August, pp. 31-36 (1977).

Figura 8. Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.



FUENTE: : Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

Otro ejemplo, es el perfil corriente-voltaje obtenido en la deshidratación electrostática de una emulsión agua en crudo aplicando un campo eléctrico D.C. de 1.000 Voltios/cm y una dosificación de 100 ppm de química deshidratante (resina fenol formaldehído), figura 9.

Se observa que inicialmente la corriente aumenta de manera considerable, luego alcanza un máximo y después disminuye hasta valores cercanos a cero.

Se encontró que la forma de tales perfiles puede explicarse de la siguiente manera<sup>12</sup>:

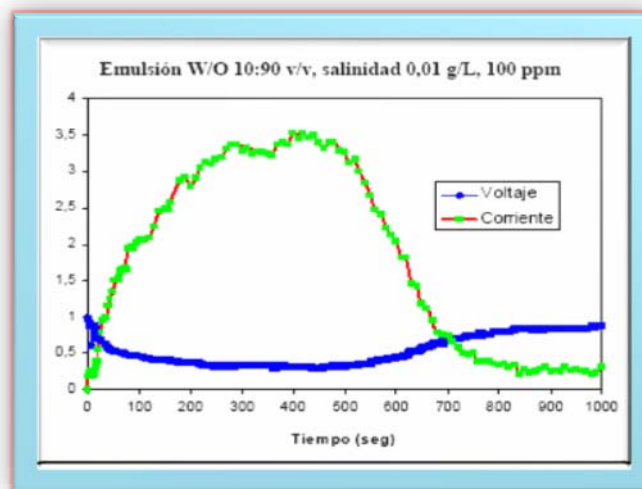
a. Un período inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadena como si fuera un rosario.

<sup>12</sup> Mohammed R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions. 2. Interfacial properties of the asphaltene constituents of crude oil. Colloids Surf. Ser. A. 80:237-242 (1993).

- b. Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión.
- c. Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo.
- d. Una región caracterizada por una conductividad altamente errática, eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua en la emulsión debido al progreso de coalescencia de las gotas.

El proceso inicial es capacitivo, resultando quizás de la conducción superficial en las gotas de agua que se tocan, más que de la conducción a través de las gotas. Esta fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad de la fase aceite, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado.

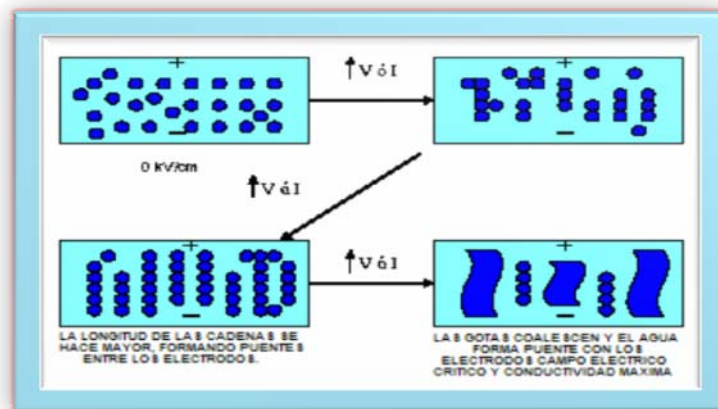
Figura 9. Perfil Intensidad de corriente-Voltaje en función del tiempo durante la deshidratación Electrostática de una emulsión agua en petróleo crudo.



FUENTE: : Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

En la última región la conducción ocurre a través de las gotas (coalescencia), y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje aplicado y la presencia de aditivos químicos; a mayor voltaje o mayor concentración de química, más rápida es la deshidratación”. En la figura 10 se ilustra esquemáticamente el proceso de electrocoalescencia.

Figura 10. Esquema del proceso de Electrocoalescencia



FUENTE: Mohammed R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions.II: Interfacial properties of the asphaltene constituents of crude oil. Colloids Surf. Ser. A. 80:237-242 (1993).

**1.2.5 Métodos Mecánicos.** La aplicación exclusiva de los métodos mecánicos para romper las emulsiones cada día aumenta el uso de dispositivos basados en deshidratar el crudo con los desemulsionantes químicos. Entre los cuales tenemos:

**Lavado.** Consiste en hacer pasar la emulsión a través de un colchón de agua, generalmente caliente, para provocar la “disolución” de las gotas de agua suspendidas.

**Agitación.** Aunque parezca contradictorio con lo expuesto en la prevención de las emulsiones, este método también se utiliza para romperlas.

**Centrifugación.** Se explica por sí solo. Es posible y más eficaz cuanto mayor sea la diferencia densidades entre el crudo y el agua. Su uso comercial en la industria petrolera no es común.

**Filtrado.** Consiste en hacer pasar la emulsión a través de un medio adecuado que retenga las partículas de agua y promueva su retención, y por consiguiente su decantamiento.

## 2. DISEÑO

En este capítulo se cubren los mínimos requerimientos en cuanto a material, diseño, fabricación, y prueba de tratadores de emulsiones verticales y horizontales, basado principalmente en la norma API Spec 12L "Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters" ya que ésta recopila los códigos, especificaciones y prácticas recomendadas de la industria.

### 2.1 TÉRMINOS BÁSICOS <sup>13</sup>

El tratamiento de emulsión es normalmente ejecutado en el crudo inmediatamente después que se le ha extraído el gas, en un recipiente diseñado como tratador bien sea térmico o termoelectrostático.

La función del tratador es deshidratar el crudo producido, hasta alcanzar los niveles específicos de BS&W.

La separación del crudo y del agua se puede lograr mediante calentamiento, rompimiento químico de la emulsión, placas coalescentes y/o campos electrostáticos en vasijas diseñadas para tiempos de permanencia de líquido.

Las consideraciones del proceso están contenidas en el Anexo A y las pautas para el diseño de la estructura están contenidas en el Anexo B.

**BS&W.** Este término hace referencia a la cantidad de sedimentos y agua, y es generalmente usado como una medida del comportamiento del tratamiento de la emulsión. Este tratamiento es bastante variable, pero en general lo requieren

---

<sup>13</sup> API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

crudos cuyos rangos de valores de BS&W oscilan entre 0.2 y 3.0%. El ASTM (*American Society for Testing and Materials*) Test No. D96-82 llamado Water and Sediment in Crude Oils es un estándar aceptado para esta prueba.

**Densidad de calor.** Este término se aplica al calor liberado a través de la sección transversal del quemador, y está dado en  $\text{btu/hr/pulg}^2$  área de sección transversal.

**Calor Requerido.** Calor absorbido durante el proceso, expresado en btu/hora.

**Desalación.** Esta es una forma de tratar la emulsión que puede ser idéntica para los tratadores convencionales con la adición de una inyección y mezcla de agua de poca salinidad en la corriente de alimento de la emulsión, buscando diluir la fase salada y de esta manera disminuir la salinidad del crudo a tratar. La desalinización es hecha tanto en las áreas de producción de crudo, como en las refinerías. Y puede consistir de una o más etapas según la eficiencia máxima de desalación que se busque o requiera.

**Flujo de Calor.** Este término se aplica a la tasa promedio de calor transferido a través de los quemadores, y se expresa en  $\text{btu/hr/pie}^2$  de área expuesta.

**Ptb.** Este término se refiere al número de libras de sal por cada mil barriles de crudo. Es usado junto al BS&W para expresar la calidad del crudo antes y después del tratamiento en relación a las prácticas de desalación de los tratadores de emulsión.

**Diseño de Presión.** La presión utilizada en el diseño de una vasija, es establecida con el propósito de determinar el mínimo espesor permisible o características físicas de las diferentes partes de la vasija. Una vez conocida cabeza estática, el valor se introduce al diseño de presión y se determina el espesor de cada una de las partes específicas de la vasija.

**Líquido Embalado.** En los tratadores horizontales la sección de coalescencia o el tratador entero, pueden operar completamente llenos de líquidos o fluidos. Esta condición se denomina Líquido embalado.

**Máxima Presión de Trabajo Permitida.** Es la máxima presión permisible en el tope de la vasija estando en operación, con la temperatura del diseño. Esta presión está basada en los cálculos para cada elemento del recipiente utilizando los espesores nominales de los permisos de corrosión y de espesores. Es la base para el ajuste de las presiones de alivio que protegen la vasija.

**Presión de Operación.** Es la presión en el tope de la vasija a la cual normalmente opera. Ésta presión no puede exceder nunca, la máxima presión permitida y usualmente se maneja con un buen rango de diferencia de la presión a la que se activan las válvulas de alivio, para evitar que estas se abran frecuentemente.

**Tratador térmico.** Con frecuencia el calentamiento de emulsiones se hace en recipientes que también trabajan a presión y que se conocen como tratadores; donde la separación del gas, del aceite y del agua de corrientes emulsionadas, a diferencia del calentador, ocurre además del calentamiento, la coalescencia y el asentamiento. Los tratadores térmicos pueden ser verticales u horizontales, aunque son más comunes los primeros.

**Tratador Termoelectrostático.** Un tratador Termoelectrostático es un tanque a presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión. Se conoce también con el nombre de tratador químico eléctrico. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para permitir la obtención de crudo limpio.

Figura 12. Fotografía Tratador Térmico Vertical



FUENTE: <http://www.ok.gov/marginalwells/documents/C-12.pdf>

Figura 13. Fotografía Tratador Térmico Horizontal



FUENTE: <http://www.oiltreaters.com/>

Figuras 14 y 15. Fotografías Tratador Termoelectrostático



FUENTE: <http://www.amrprocess.com/oil%20dehydration>.

La combinación específica de métodos de tratamiento en una unidad dependerá del tipo de tratamiento y la posición de la unidad dentro del sistema de tratamiento. Los tratadores termoelectrostáticos pueden ser calentados directamente o tener un medio externo como fuente de calor.

El tratador termoelectrostático, como cualquier otro tratamiento de emulsión, usa calor y químicos para separar la emulsión. Sin embargo, el tratador termoelectrostático también hace uso de cargas eléctricas por medio de un grid o enmallado eléctrico para ayudar a las gotas de agua a combinarse entre sí, para poder sedimentarse.

Los tratadores termoelectrostáticos reciben la emulsión cuando ésta ya ha sido tratada químicamente. La emulsión entra por la parte superior y fluye horizontalmente a través de varias secciones de tratamiento. Cada paso coloca a la emulsión más cerca al resultado deseado, que es la separación completa de crudo, gas y agua.

Este tipo de tratador generalmente se opera a más bajas temperaturas que aquellos que no tienen grids.

## 2.2 DESCRIPCION GENERAL

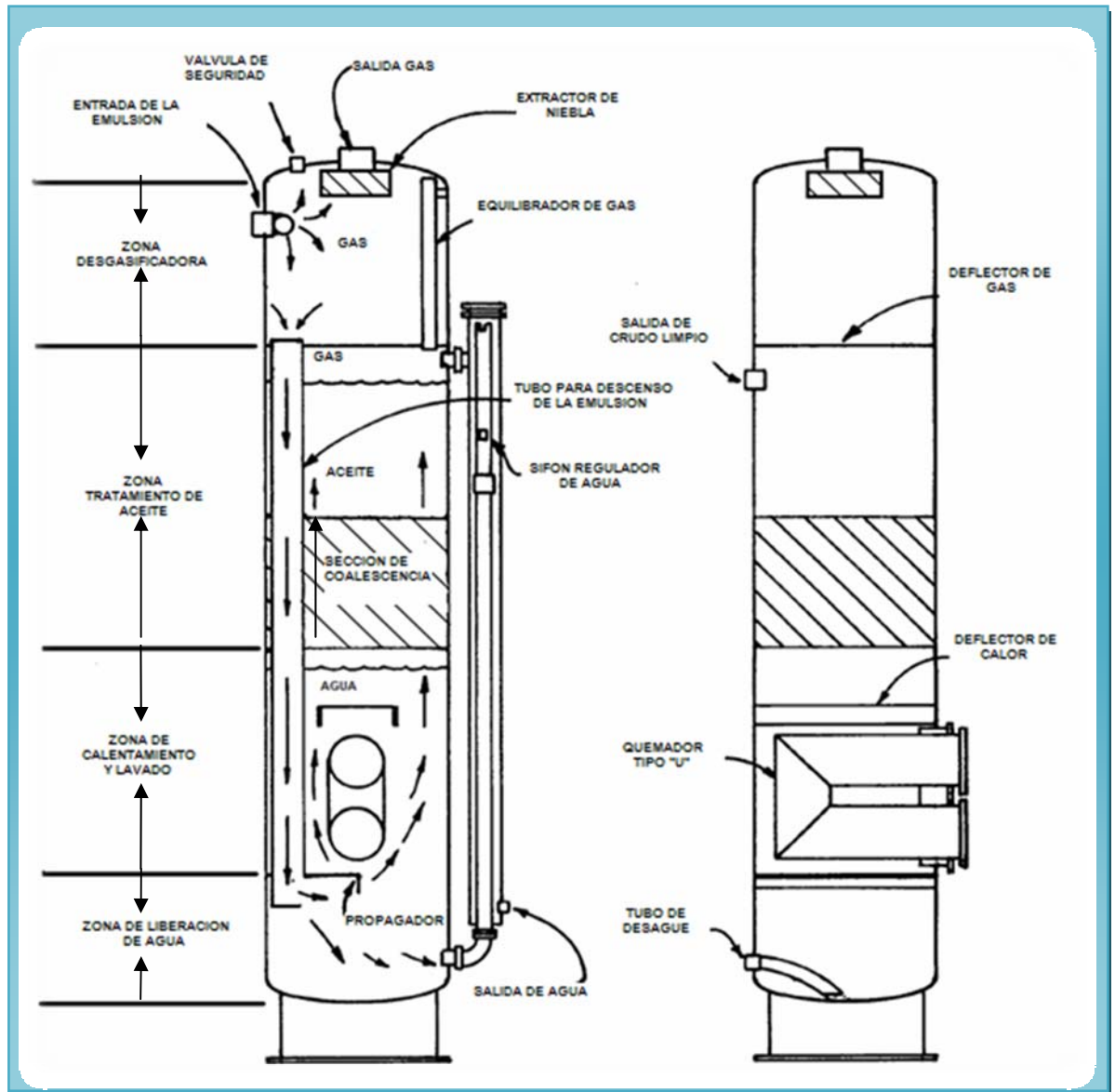
Aquí se describen los mínimos componentes con los que debe contar cualquier tipo de tratador de emulsiones, tanto para térmicos como para termoelectrostáticos.

**Sistema de Quema.** Las cocinas requieren de un sistema de quema diseñado para un combustible específico y que puede ser un diseño natural (sencillo) o uno complejo, en el Anexo C se explica la eficiencia de la combustión. Cuando se utilizan múltiples tubos en U, es recomendable diseñar quemadores, pilotos y chimeneas independientes. El sistema de quema incluye todos los accesorios de fuego o llama. Los accesorios de llama y otros accesorios opcionales de quema que están mencionados en el Anexo D pueden incluirse también.

**Caja de Fuego.** Es un completo ensamblaje que consiste de los quemadores, flanges, entradas o tomas y adaptadores de chimenea.

**Sección de Coalescencia.** En esta sección se causa una dispersión de pequeñas gotas de agua en aceite o de aceite en agua, que al combinarse unas con otras forman gotas mucho más grandes, que son más fáciles de separar por efecto de la gravedad. Las secciones de coalescencia compuestas por grandes superficies por unidad de volumen y por lo general consisten de unas camas fibrosas (conocida como la sección de paja) o de compartimientos especialmente diseñados. Los campos electrostáticos son otros medios para inducir la coalescencia, y es comúnmente conocido como tratamiento electrostático.

Figura 16. Tratador Vertical Típico



FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

**Tuberías Colectoras.** Tubería perforada o ranurada ubicada cerca del tope de la sección de coalescencia, es utilizada para desplazar el crudo tratado tan uniformemente como sea posible a través de esta sección del tratador.

**Quemadores.** Los quemadores son aquella porción de la Caja de Fuego que está en contacto con los líquidos. El gas natural o hidrocarburos líquidos son normalmente empleados para encender el tratador a lo largo de un compartimiento sumergido del horno llamado el quemador. El quemador consta generalmente de uno o más tubos en forma de U, encendidos en un extremo y que terminan en una chimenea vertical para cada uno de los tubos. En tratadores muy largos, poseen un quemador de diámetro grande primero y múltiples tubos de retorno diseccionados hacia un horno en común.

**Grid o enmallado.** En los tratadores termoelectrostáticos el campo eléctrico esta distribuido por un montaje de acero de los platos, las barras, las pantallas o de las combinaciones de éstos, comúnmente llamadas grid o enmallado. El grid permite generar el campo eléctrico que permite la coalescencia de las gotas de agua. El grid no proporciona calor. El área proyectada de la rejilla es significativa al funcionamiento y a la capacidad del tratador.

**Intercambiador de Calor.** Caparazón, tubo, placa u otro tipo de intercambiador de calor empleado para recuperar calor del aceite crudo tratado y que se usa para precalentar la emulsión a tratar.

**Cubierta o capillas del calentamiento.** Baffles alrededor del quemador que incrementan la eficiencia del calentamiento de la emulsión. Minimizan la cantidad de calor del agua libre que se separa de la emulsión antes del calentamiento.

**Filtros para detención de llama.** Dispositivo puesto en el quemador para prevenir que la llama alcance el exterior. Placas corrugadas de aluminio.

**Interfase de drenaje.** Conexión de tubería que se extiende hasta el nivel de interfase normal con una válvula a través de la cual se libera el lodo que puede quedar acumulado.

**Bafle medio.** En los tratadores horizontales de emulsión, se ubica un bafle o mampara hermética entre la sección de calentamiento y la de coalescencia. Normalmente se le conoce como bafle de la mitad o mampara hermética.

Figura 17. Fotografía Bafle Medio



FUENTE: <http://www.oiltreaters.com/>

**Chorro de Arena.** Sistema de una o más tuberías perforadas o boquillas, localizadas en la parte baja de los tratadores de emulsiones, y que se usan periódicamente para vaciar los sedimentos, empleando abundante agua.

**Canales Para Arena.** Los baffles en ángulo invertido localizados sobre las salidas de las conexiones, facilitan la salida uniforme de arena y sedimentos. Las muescas en los canales o en los pans aumentan la velocidad del agua al momento de salir del tratador para evitar que los arrastre.

**Rociadores (propagador).** Dispositivo o sistema diseñado para distribuir la emulsión uniformemente a través de la sección transversal del caparazón de todos los tratadores.

**Filtro de Chispa.** Dispositivo puesto en la chimenea para prevenir que las chispas sean emitidas a la atmósfera exterior. Compuesta normalmente por una pantalla metálica de alambre atada al tope de la chimenea.

**Desviador de la Corriente Descendiente de la Chimenea.** Dispositivo unido al tope de la chimenea, diseñado para reducir los efectos del viento en las corrientes del sistema de quema.

**Parallamas de la Chimenea.** Dispositivo puesto en el extractor de la chimenea para prevenir la propagación de la llama desde dentro del quemador hacia la atmósfera exterior. Consiste normalmente de aluminio corrugado p de celdas de acero inoxidable montadas sobre una cubierta de metal unida al tope de la chimenea.

**Protector de Lluvia de la Chimenea.** Dispositivo unido a la tapa de la chimenea para evitar que la lluvia caiga directamente en la chimenea. Puede también servir como desviador de la corriente descendente de la chimenea.

**Turbuladores.** Diseño de bafles que inducen turbulencia y aumentan la eficiencia de la transferencia de calor.

**Rompedor de Vórtices.** Dispositivos situados en las salidas de las boquillas para prevenir la formación de vórtices.

**Sifón del Agua.** Sistema de tubos que controla el flujo de agua a través del tratador y que ajusta el nivel de la interfase agua-aceite dentro del mismo.

## 2.3 DISEÑO DE LOS TRATADORES TERMICOS <sup>141516</sup>

### 2.3.1 Conceptos básicos para el diseño.

**2.3.1.1 Relaciones de Tipo, Tamaño, Presión y Temperatura.** Los tratadores armados acorde a las especificaciones API, bien sean verticales y horizontales, están disponibles en diferentes rangos de tamaño y presión como se ilustran en la Tabla No. 2 y 3, que son los estándares nominales de la industria. Otros tamaños y rangos de presión pueden ser acordados entre el fabricante y el comprador. La máxima temperatura del diseño puede estar limitada por el tipo y los materiales de los flanges y de las arandelas. Esto puede consultarse en las secciones aplicables del Código ASME, para diseños por debajo de los -20° F.

Tabla 2 Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12,20 o 27 1/2	50
6	12,20 o 27 1/2	50
8	20 o 27 1/2	40
10	20 o 27 1/2	40

FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

Tabla 3 Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12 o 15	50
6	10,15 o 20	50
8	15,20,25 o 30	50
10	20,30,40,50 o 60	50
12	30,40,50 o 60	50

FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

<sup>14</sup> Ibid.

<sup>15</sup> ARNOLD, KEN. Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company, Houston, Texas; 1986.

<sup>16</sup> VANEGAS, Alfonso y VERA, Gerardo. "Diseño de sistemas de separación y tratamiento en la producción de crudo". Tesis. 1988. UIS.

**2.3.1.2 Selección de las Cajas de Fuego.** Algunas de las Cajas de Fuego recomendadas para tratadores de emulsión, horizontales y verticales, de acuerdo a la norma API están listadas en la Tabla No. 4.

Tabla 4. Tamaños Típicos de las Cajas de Fuego.

Diámetro Exterior (ft)	Verticales		Horizontales	
	Área Mínima	Calor Requerido	Área Mínima	Calor Requerido
3	10	100,000	15	150,000
4	25	250,000	25	250,000
6	50	500,000	50	500,000
8	100	1,000,000	75	750,000
10	125	1,250,000	200	2,000,000
12	----	---	320	3,200,000

FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

**2.3.1.3 Flujo de Calor en los Quemadores.** El flujo de calor promedio no debe ser mayor de 10000 btu hr/ft<sup>2</sup> de área expuesta.

### Ejemplo 2.1

Si se tienen los siguientes datos:

OD de 8 5/8", Schedule 20, 0.25" de pared del quemador teniendo 25.0 ft<sup>2</sup> de área expuesta, 51.85 pulg<sup>2</sup> de área seccional y una rata de 250000 btu/hr.

El Flujo de Calor promedio es = (Rata del quemador (btu/hr)) / (Pies cuadrados de superficie del quemador)

$$= 250000/25 = 10000 \text{ btu/hr/ft}^2$$

**2.3.1.4 Densidad de Calor del Quemador.** El calor liberado a través del área seccional del quemador es regulado por el mezclador y el inyector del horno. Los

tratadores bajo la norma API tienen una densidad de calor máxima de 15000 btu/hr/ inch<sup>2</sup> para un diseño natural o sencillo de un quemador.

### **Ejemplo 2.2**

Densidad de calor = (Rata del Quemador (btu/hr)) / (Área seccional del quemador (inch<sup>2</sup>)) \* (Eficiencia)

$$= 250000 / (51.85 * 0.7) = 6.888 \text{ btu/hr/ pulg}^2$$

**2.3.1.5 Altura de la Chimenea.** La altura de la chimenea no debe ser menor a la requerida para proveer suficiente corriente por encima de la caída de presión en el quemador, en la chimenea, en los retornos o en cualquiera de los para-llamas. La elevación del sitio de funcionamiento debe ser considerado dentro de los cálculos del diseño. El comprador debe sugerir al fabricante la elevación.

Una lista de información sugerida para el diseño del tratador está incluida en el Anexo E.

**2.3.1.6 Quemador.** El espesor de la pared del quemador debe ser establecido acorde a los requerimientos y reglas del Código ASME, que no están solo limitadas a la presión externa de la vasija sino también referidas al sistema de fuego y no deberá ser menor de 3/16" para tratadores verticales y no menor de 1/4" para tratadores horizontales. Una capa anticorrosiva es normalmente adicionada a las paredes del quemador.

**2.3.1.7 Ecuaciones de asentamiento.** La diferencia de gravedad específica entre las gotitas de agua dispersadas y el aceite puede causar que el agua llegue hasta el fondo del tratador. Esto permite que el régimen de flujo en el

asentamiento de las gotitas de agua pueda ser laminar y está gobernado por la Ley de Stokes.

La velocidad descendente de la gotita de agua puede ser suficiente para vencer la velocidad ascendente del aceite a través del tratador. Haciendo la velocidad de asentamiento igual a la velocidad del aceite; se pueden derivar las siguientes ecuaciones generales:

- **Tratadores horizontales**

$$D_i * L_f \approx \frac{438(Q_o \mu_o)}{\Delta SG * (dm)^2} \quad (2.1)$$

- **Tratadores verticales**

$$D_i \approx 81.8 \left[ \frac{(Q_o \mu_o)}{\Delta SG * (dm)^2} \right]^{1/2} \quad (2.2)$$

Donde:

$D_i$ : Diámetro tratador, (pulgadas)

$Q_o$ : Tasa de flujo de aceite, (BPD)

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite, (cp)

$L_f$ : Longitud de la sección de coalescencia, (pies)

$\Delta SG$ : Diferencia de gravedad específica entre aceite y agua (relativa al agua)

$dm$ : Diámetro gotita de agua, (micrones)

Podemos ver que la altura de la sección de coalescencia en un tratador vertical no está incluida en la ecuación de asentamiento. El área transversal de flujo para la velocidad ascendente del aceite es función únicamente del diámetro del tratador.

En el tratador horizontal, el área transversal para el ascenso del aceite es función del diámetro y longitud de la sección de coalescencia.

**2.3.1.8 Ecuaciones de tiempo de retención.** El aceite puede ser mantenido a cierta temperatura por un período específico para quebrar la emulsión de agua en aceite. Esta información se determina mejor en el laboratorio; sin embargo en ausencia de tales datos, podemos utilizar 20 a 30 minutos como tiempo de retención.

Dependiendo de las propiedades específicas de la corriente a ser tratada, la geometría requerida para dar un cierto tiempo de retención puede ser mayor o menor que la geometría requerida para satisfacer la ecuación de asentamiento. La geometría del tratador es determinada por el mayor de los dos criterios. Las ecuaciones para tiempo de retención son las siguientes:

- **Horizontales**

$$(D_i)^2 * L_f \approx \frac{Tr * Q_o}{1.05} \quad (2.3)$$

- **Verticales**

$$(D_i)^2 * h \approx \frac{Tr * Q_o}{0.12} \quad (2.4)$$

Donde:

Tr: Tiempo de retención, (minutos)

Q<sub>o</sub>: Flujo aceite, (BPD)

h: Altura de la sección de coalescencia, (pulgadas)

**2.3.1.9 Efectos de Temperatura.** Agregar calor a la corriente agua-aceite que está entrando es el método tradicional para la separación de fases. El calor reduce la viscosidad de aceite, permitiendo una velocidad de asentamiento más rápida.

Las pruebas de laboratorio para un aceite en particular a varias temperaturas es el método más fidedigno de determinar cómo el calor afecta las propiedades del aceite.

En ausencia de datos de laboratorio, existen correlaciones que dan la gravedad del aceite, relacionadas con viscosidad y temperatura. Una ecuación que relaciona viscosidad, gravedad y temperatura fue desarrollada por Beggs y Robinson después de haber observado 460 sistemas de aceite.

$$\mu_o \approx 10^x - 1 \quad (2.5)$$

Donde:

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite, (cp)

T: Temperatura del aceite; (°F)

G: Gravedad específica del aceite, °API

$$X = Y T^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023G$$

Estos datos fueron obtenidos trabajando con un rango de gravedad API entre 16 y 58° y temperaturas entre 70 y 295°F. La figura 18 es una representación gráfica de la anterior ecuación.

Agregar calor puede causar una significativa pérdida de los hidrocarburos volátiles y por consiguiente reducción del aceite. Las moléculas que salen del aceite pueden escaparse o se pueden comprimir y venderse con el gas. Aún si estas moléculas se venden con el gas, representan una pérdida neta de la entrada realizada por convertir volumen de líquido a gas.

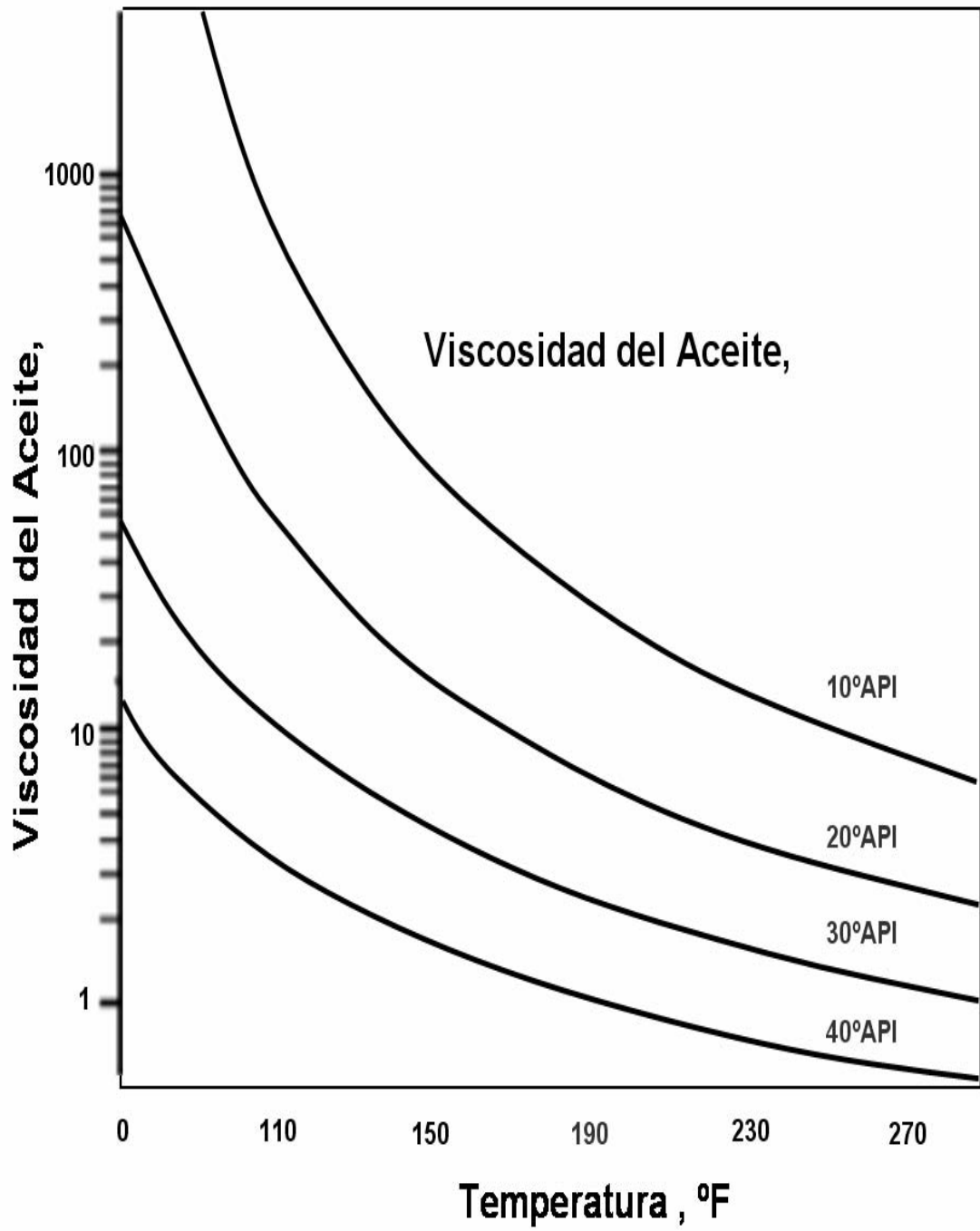
Otra desventaja de incrementar la temperatura de tratamiento es que el volumen de aceite crudo disminuye y esta disminución significa una pérdida monetaria. Al disminuir el punto de ebullición, el líquido remanente tiende a bajar su gravedad API.

Al incrementar la temperatura, la disminución en gravedad específica tanto del crudo como del agua permite que el agua sea separada del crudo. Dependiendo de las propiedades del crudo, la diferencia en gravedad específica puede aumentar o disminuir, dependiendo de las características del aceite crudo.

En muchos casos si la temperatura de tratamiento es menor de 200°F el cambio en gravedad específica con la temperatura puede ser despreciado.

Si tomamos combustible para dar calor, el costo de este combustible debe ser considerado. Así, mientras necesitemos calor para tratar un crudo adecuadamente, debemos utilizar la menor cantidad de calor.

Figura 18. Viscosidad del Petróleo



FUENTE: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

**2.3.1.10 Ecuaciones de entrada de calor.** La entrada de calor y por tanto la cantidad de combustible requerido para el tratamiento depende de la elevación de la temperatura, la cantidad de agua en el aceite y la tasa de flujo. Se requiere cerca de dos veces más energía para calentar el agua que el aceite. Por esta razón, es beneficioso separar el agua libre de la emulsión que va a ser tratada con cualquier separador de agua libre dentro del mismo tratador.

Suponiendo que el agua libre ha sido separada de la emulsión y que la remanente es menor del 10% y que el tratador está aislado para minimizar las pérdidas de calor, el calor requerido puede ser determinado por la ecuación:

$$q \approx 15Q_o\Delta T(0.5SG_o + 0.1) \quad (2.6)$$

Donde:

q: calor que entra, (BTU/hora)

Q<sub>o</sub>: tasa de flujo de aceite, (BPD)

Δt: incremento en temperatura, (°F)

SG<sub>o</sub>: gravedad específica del aceite

**2.3.1.11 Tamaño de las gotitas de agua.** Antes de iniciar un procedimiento de diseño, es importante determinar el tamaño de las gotitas de agua a usarse en la ecuación de asentamiento. Es muy raro tener datos de coalescencia para un sistema dado en el laboratorio. Cualitativamente, se puede esperar que el tamaño de las gotitas de agua incremente con el tiempo de retención en la sección de coalescencia y también incremente con la entrada de calor, la cual excita el sistema y multiplica el número de colisiones entre las gotitas. También podemos esperar que el tamaño de las gotitas decrezca con la viscosidad del aceite, la cual inhibe el movimiento de las partículas y disminuye la fuerza de colisión.

Después de un período inicial, el incremento del tiempo de retención tiene un pequeño impacto sobre la tasa de crecimiento de la partícula. En consecuencia para tratadores diseñados prácticamente el tiempo de retención no es una variable determinante. Intuitivamente, se espera que la viscosidad tenga mayor efecto sobre la coalescencia que la temperatura.

Con esto podemos deducir que la ecuación que ofrece resultados razonables es:

$$dm \approx 500(\mu_0)^{-0.675} \quad (2.7)$$

Esta relación se muestra en la figura 19. Es aconsejable que se use solo en ausencia de otros datos y experiencia puntuales, ya que esta correlación se basa en una limitada experiencia.

**2.3.2 Procedimiento de diseño.** Para especificar el tamaño del tratador es necesario determinar el diámetro ( $D_i$ ), la longitud o altura de la sección de coalescencia ( $L_f$  o,  $h$ ) y la temperatura de tratamiento de los quemadores (fire tube rating). Como ya hemos visto, estas variables son interdependientes y no es posible llegar a una única solución para cada caso. El diseño del ingeniero debe tratar de ser económico, buscando reducir la temperatura del tratador.

Las ecuaciones presentadas previamente dan herramientas para llegar a su fabricación. Sin embargo, algunas suposiciones fundamentales e ingenieriles pueden ser también utilizadas, como se vera en los ejemplos presentados en el anexo G.

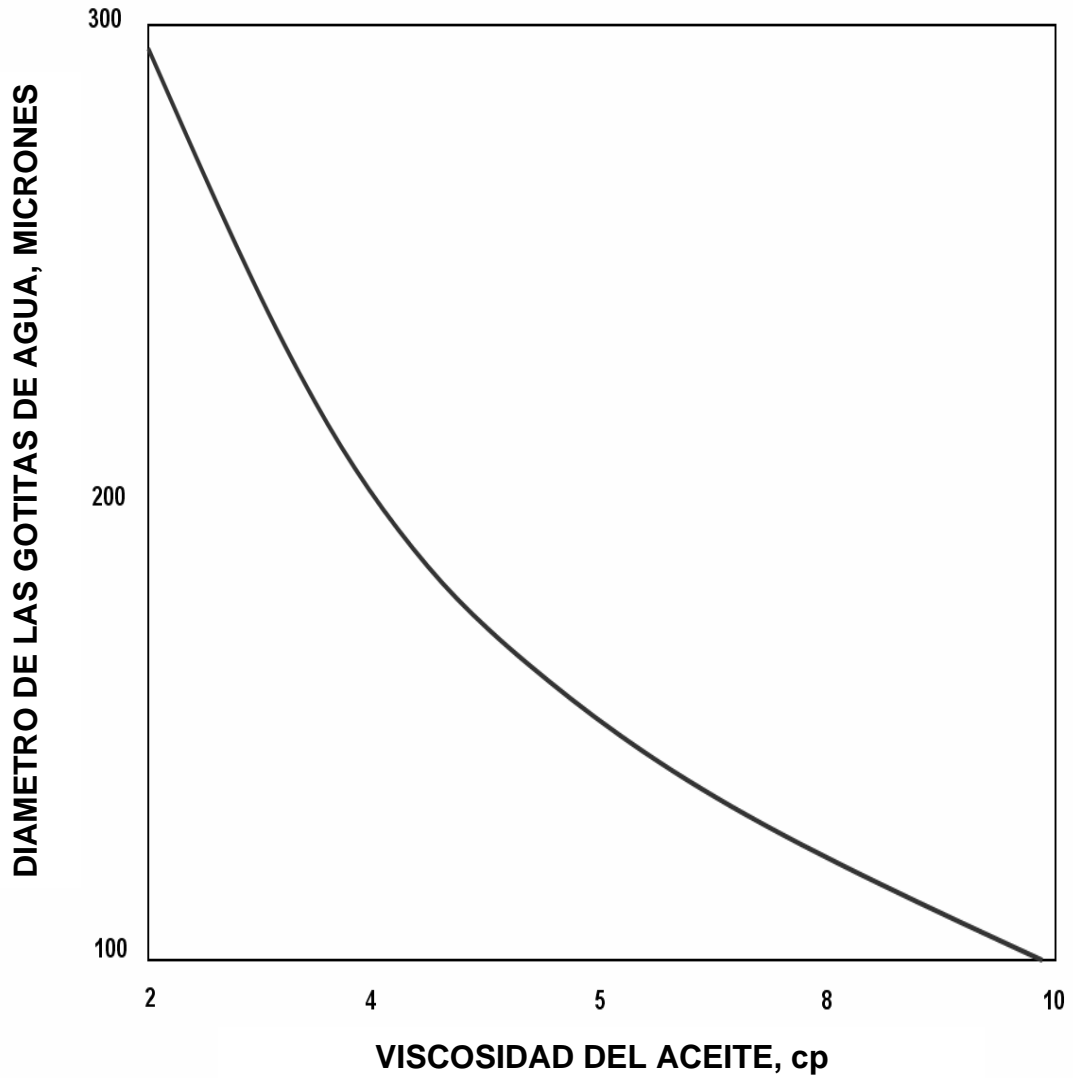
El procedimiento general es el siguiente:

- Determinar la viscosidad del aceite a la temperatura de tratamiento, utilizando la figura 18.
- Determinar el diámetro de las gotitas de agua que van a ser sacadas del aceite a la temperatura de tratamiento por medio de la figura 19.
- Determinar la geometría del tratador necesaria para satisfacer el criterio de asentamiento de la ecuación 2.1 para tratador horizontal y de la ecuación 2.2 para vertical.
- Chequear la geometría para asegurar que de suficiente tiempo de retención como indican las ecuaciones 2.3 y 2.4 para tratadores horizontales y verticales.
- Repetir el procedimiento suponiendo diferentes temperaturas de tratamiento.

Este procedimiento da al ingeniero la facultad de escoger los mejores parámetros de diseño para tratadores térmicos cuando se dispone de pocos o ningún dato de laboratorio.

Este procedimiento no nos da las dimensiones totales del tratador, las cuales pueden incluir secciones de separación de gas y de agua libre. Sin embargo este puede dar un método para las especificación de capacidad de los quemadores y el tamaño mínimo de la sección de coalescencia y proveer al ingeniero las herramientas necesarias para evaluar propuestas específicas del vendedor

Figura 19. Tamaño de gotitas de agua



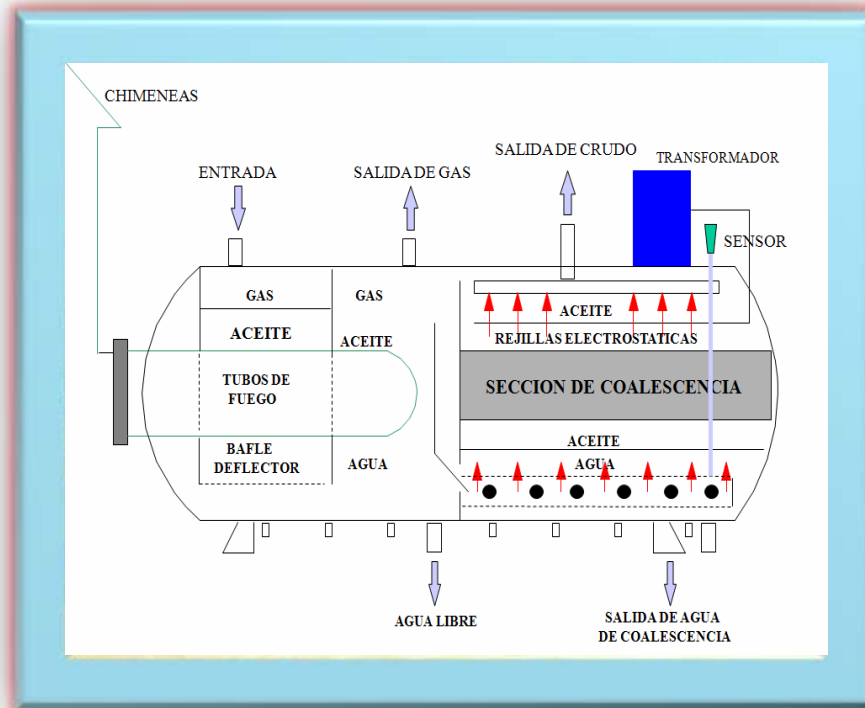
FUENTE: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

## 2.4 DISEÑO DE LOS TRATADORES TERMoeLECTROSTATICOS

**2.4.1 Descripción Específica.** Anteriormente se mencionaron los componentes generales de los tratadores, en el Anexo F se especifican los componentes para los tratadores termoelectrostáticos.

**2.4.2 Conceptos básicos para el diseño.** Partiendo de un diseño adecuado del tratamiento la separación del crudo y agua emulsionados se convierte en un problema mecánico. La velocidad de sedimentación para varios diámetros de gotas puede ser calculada por la gravedad y viscosidad de cualquiera de los fluidos en emulsión por la ley de Stokes.

Figura 20. Tratador Termoelectrostático



FUENTE: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

De acuerdo a esta ley, la velocidad de sedimentación de las esferas a través del fluido es directamente proporcional a la diferencia de densidades de la esfera y el fluido e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y el cuadrado del diámetro de la esfera. Conociendo la velocidad de sedimentación de las gotas y el área transversal de la zona de sedimentación (coalescencia o de parrillas) se puede calcular la capacidad de cualquier tratador.

En la siguiente formula aparece una constante universal “C”, la cual varía de acuerdo con el diámetro de las partículas de agua en la emulsión. Para estos cálculos se procede suponiendo diámetros de las partículas en diferentes tipos de emulsión y tomando el valor respectivo de la constante, como aparece en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores de la constante “C”

CARACTERISTICAS DE EMULSION	DIAMETROS GOTAS MICRONES (metros * 10 <sup>6</sup> )	C
Agua libre	200	1.101
Emulsión fácil	150	619
Emulsión moderada	100	275
Emulsión fuerte	60	99

Para determinar la capacidad de un tratador es necesario suponer o adoptar una temperatura de tratamiento.

En la Tabla 6 se presentan temperaturas promedias de tratamiento para varios tipos de emulsiones. Por lo general se parte una temperatura inicial.

Después de seleccionar una temperatura de tratamiento se determina la densidad relativa (gravedad específica) del crudo y agua y la viscosidad del crudo a la temperatura de tratamiento.

Tabla 6. Temperaturas promedio de tratamiento

CARACTERISTICAS DE LA EMULSION	TEMPERATURA (°F)
Emulsión Fácil	85-100
Emulsión moderada	100-110
Emulsión fuerte	110-135

La capacidad del tratador se determina de la siguiente fórmula:

$$Q = C \left( \frac{S_w - S_o}{V_o} \right) (L)(H) \quad (2.8)$$

Donde:

Qe = capacidad de crudo, BPD

C = constante de la tabla anterior

Sw = gravedad específica del agua a la temperatura de tratamiento

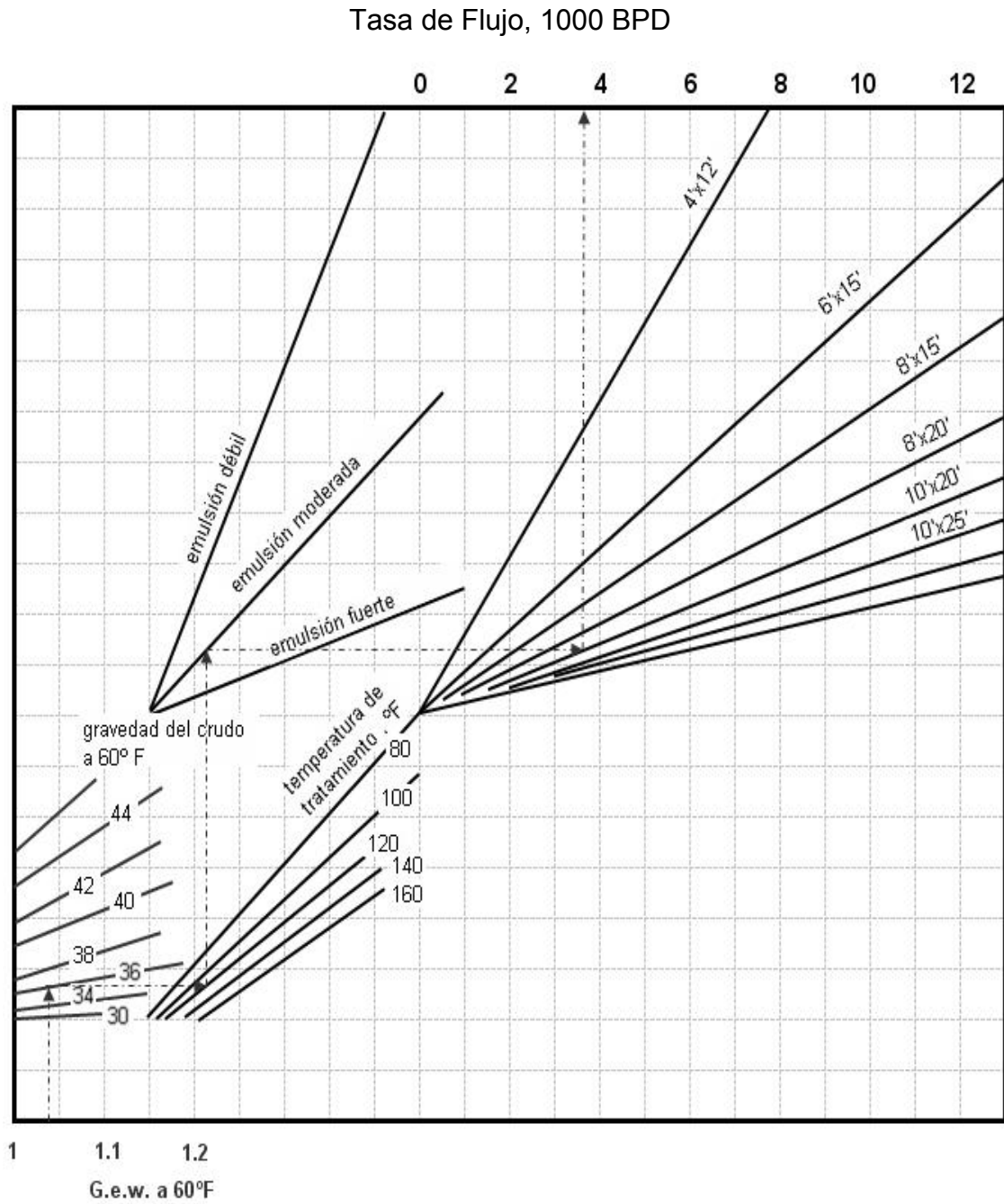
Vo = viscosidad del crudo a la temperatura de tratamiento, centipoises.

L = longitud del área de interfase en el recipiente horizontal.

H = ancho del área interfacial del tratador, pies.

En la Figura 21 las fórmulas están incorporadas para crudo de gravedad en el rango de 30 a 40° API en tratadores horizontales típicos de dimensiones en el rango 4' X 12' a 12' X 30'. Sirve para tomar las diferentes variables en un cálculo rápido de dimensiones.

Figura 21. Capacidad del Tratador Termoelectrostático



FUENTE: Capacitación y Consultorías Ltda.

**2.4.2.1 Tiempo de retención.** Otro criterio importante al dimensionar un tratador es el tiempo de retención (residencia, asentamiento o sedimentación) del fluido en la sección. Este tiempo es función de la tasa de flujo y del volumen de asentamiento disponible dentro del tratador. Debe ser determinado para el crudo y el agua por separado. Puede determinarse por la siguiente fórmula:

$$T = \frac{1.440(V)}{Q_e} \quad (2.9)$$

Donde:

T = tiempo de retención, minutos

Q<sub>e</sub> = tasa de flujo, BPD

V = volumen de asentamiento en el tratador, B.

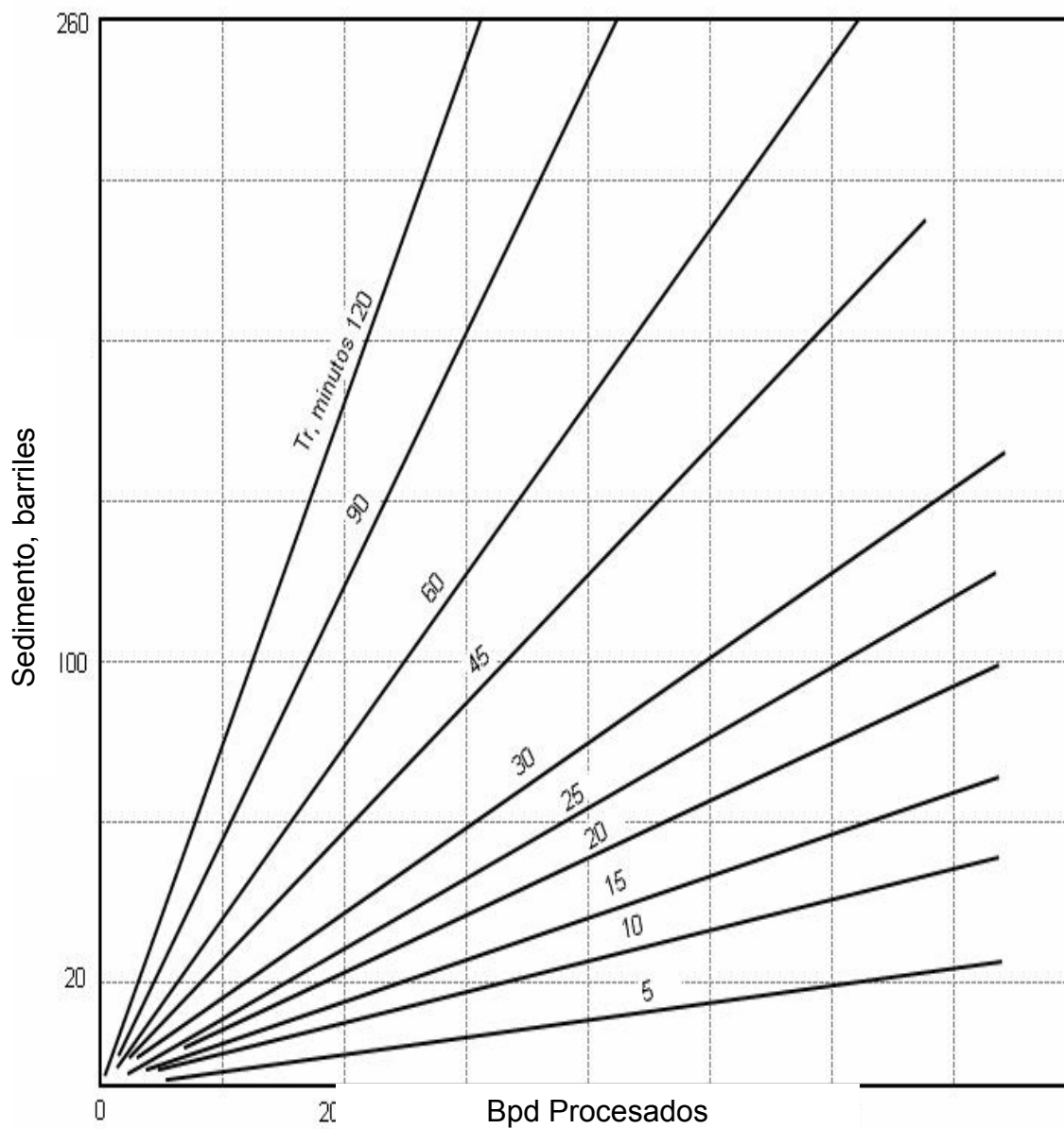
La Figura 22, es una solución gráfica de la ecuación anterior.

El tiempo de retención recomendado en tratadores es de 1 a 2 horas.

Después de dimensionar el sistema por el procedimiento descrito es bueno verificar el tiempo de retención para los fluidos en el tratador para observar si está dentro del rango recomendado.

En el tratador electrostático la capacidad de crudo se puede también determinar por el área del sistema de parrillas. Un sistema de corriente directa puede manejar 50 barriles de crudo y emulsión por pie<sup>2</sup> por día, típico para diferentes fabricantes, mientras que un sistema AC/DC puede manejar hasta 75 Bls/ pie<sup>2</sup>/ día.

Figura 22. Tiempo de Retención.



FUENTE: Capacitación y Consultorías Ltda.

**2.4.2.2 Capacidad de gas.** Al dimensionar tratadores es necesario considerar la capacidad de gas. Sin embargo, si un tratador seleccionado no tiene adecuada capacidad de gas es menos costoso instalar un separador suplementario en lugar de un tratador más grande.

**2.4.2.3 Calor necesario.** Después de seleccionar el tratador es necesario determinar el calor necesario para aumentar la temperatura del fluido hasta la de tratamiento.

Se hace principalmente para verificar que el tratador seleccionado tiene suficiente capacidad en los tubos de fuego.

El calor necesario puede determinarse por la siguiente fórmula:

$$q = Q_c (6,25 + 8,33X)(T_2 - T_1) \quad (2.10)$$

Donde:

q = calor necesario, BTU/hr

$Q_c$  = cantidad de emulsión calentada, BPD

X = porcentaje de agua en la emulsión, expresada como fracción

T2 = temperatura de tratamiento, o F

T1 = temperatura de entrada, o F

El calor utilizado para calentadores directos se designa como base al flujo de calor (heat flux). En el caso de crudo, se utiliza un valor en el rango de 6.000 a 8.000 BTU/hr X pie<sup>2</sup> de superficie de calentamiento.

Las pérdidas de calor en el tratador se adicionan al necesario para calentar la emulsión para así determinar la capacidad mínima de calor en la sección de tubos de fuego.

Para tratadores no aislados se puede usar la siguiente fórmula:

$$q_1 = K(D)(L)(T_t - T_a) \quad (2.11)$$

Donde:

$q_1$  = pérdidas de calor, BTU/hr

K = Constante, que varia de acuerdo a la velocidad de viento asi:

15,7 para velocidad de viento 20 mph

13,2 para velocidad de viento 10 mph

9,8 para velocidad de viento 5 mph

6,3 para velocidad de viento aire corriente

D = diámetro del tratador, pies

L = longitud del tratador, pies

$T_t$  = temperatura de tratamiento, o F

$T_a$  = temperatura mínima del ambiente, o F

Para tratadores aislados las pérdidas de calor pueden estimarse cerca de 10% de las determinadas para tratadores no aislados.

### **2.4.3 Procedimiento de diseño**

1. Hallar la viscosidad del crudo a la entrada del tratador por medio de la ecuación 2.5 y la figura 18.

2. Hallar la velocidad de flujo que manejarían las parrillas con cada tipo de corriente.

$$v = \frac{Q_o}{A} = C \left( \frac{\Delta\rho}{\mu_o} \right)^{0.6} \quad (2.12)$$

Donde

$Q_o$  = Tasa de flujo de aceite, (m<sup>3</sup>/s)

$A$  = Área optima de las parrillas, (m<sup>2</sup>)

$\mu_o$  = Viscosidad del crudo, (Pa\*s)

$\Delta\rho$  = Diferencia de densidad entre el agua y el aceite, (Kg/m<sup>3</sup>)

$C$  = Constante que depende del tipo de corriente. (m<sup>3</sup>/s<sup>2</sup>)

Donde **C** depende del tipo de corriente

Constante C para corriente Directa (DC): 18.5 exp -6

Constante C para corriente Alterna (AC): 23 exp -6

Constante C para sistema AC/DC: 28 exp -6

3. Hallar el área optima de las parrillas para el tratamiento del crudo.

$$A = \frac{Q_o}{v} \quad (2.13)$$

Donde:

$Q_o$  = Tasa de flujo de aceite, (m<sup>3</sup>/s)

$v$  = Velocidad de flujo, (m<sup>2</sup>/s)

4. Determinar el tipo de emulsión que se tiene en la entrada al tratador de acuerdo a la Figura 19 y a la Tabla 5.

5. Determinar la temperatura del tratamiento de acuerdo a la Tabla 6.
6. Determinar el calor necesario para aumentar la temperatura del fluido hasta la de tratamiento por medio de las ecuaciones 2.9 o 2.10 dependiendo si el tratador que se esta diseñando es aislado o no.

## **2.5 MATERIAL<sup>17</sup>**

**2.5.1 Código ASME.** Todos los materiales utilizados en la fabricación de los tratadores de Emulsiones, incluyendo los quemadores, sifones e intercambiadores de calor incluidos en el alcance de las especificaciones API, deben cumplir con todos los requerimientos de material de la última edición de la Sección VIII, División 1 de ASME. Código de Calderas y Recipientes de Presión, antes referidas como Código ASME.

**2.5.2 Partes No Presurizadas.** Elementos de acero, tales como la chimenea, escaleras y plataformas no soldadas directamente basadas en el Código ASME para estos recipientes pueden ser soldados en aceros carbonados, seleccionados de las especificaciones de las ASTM, API o AISI. Los materiales resistentes a la corrosión, tales como el plástico reforzado, se pueden utilizar dentro de los recipientes o dentro de los sifones para el agua, para cualquier uso que no requiere estar sujeto a presión.

**2.5.3 Selección de Material.** Los materiales para fluidos corrosivos deben ser seleccionados de la lista que ha publicado la NACE (*National Association of Corrosion Engineers*) para estos materiales, mencionados en el punto 2.5.1. Se ha de tener en cuenta a la hora de la selección del material según su relación con la pérdida de peso por corrosión, la tensión del sulfuro que se rompe, la tensión del cloruro que se rompe, entre otras formas de corrosión. Además es responsabilidad

---

<sup>17</sup> Op Cit. API SPECIFICATION 12L

del usuario determinar que consideraciones deben ser hechas al recipiente durante su vida útil prevista. (Código ASME, Sección VIII, es aplicable a la corrosión.) Las pautas para el control de la corrosión están dadas en el Anexo H.

**2.5.4 Corrosión.** Las consideraciones para el control de la corrosión para tratadores equipados según la norma API deben incluir las partes contenidas en el recipiente y deben estar identificadas en los requerimientos aplicables en las secciones del Código ASME. Las consideraciones para las partes internas de la vasija no presurizadas y para los quemadores, deberán ser acordadas entre el comprador y el fabricante, y no hacen parte de las especificaciones API.

## **2.6 FABRICACION, PRUEBA Y PINTURA <sup>(9)</sup>**

**2.6.1 Fabricación.** Los tratadores de emulsión, incluyendo sus quemadores, intercambiadores de calor y sifones de agua (6" nominal y más grandes si se están utilizando), deben ser construidos, probados y estampados de acuerdo a la última edición del Código ASME, Sección VII, División 1. Sifones de agua con menos de 6" serán diseñados y construidos de acuerdo al ANSI B31.3. Pruebas adicionales para fugas internas, soldaduras, etc., serán requeridas de acuerdo al arreglo que hagan el comprador y el fabricante.

**2.6.2 Pintura.** Antes de que el fabricante del tratador lo envíe a su comprador, los equipos deberán ser limpiados de moho, engrasados, escalados y soldados, y externamente deben ser recubiertos con una buena aplicación de la pintura comercial del Metal. El recubrimiento interno y final deberá ser aplicado según el acuerdo previo entre el comprador y el fabricante.

**6.3 Recubrimiento Interno.** Para aquellos tratadores en donde se requiere recubrimiento interno, todas las partes internas no removibles deberán ser soldadas y preparadas para el recubrimiento de acuerdo a las especificaciones del

comprador. Algunas prácticas recomendables se encuentran contenidas en el Anexo B. Después del recubrimiento, el tratador deber tener placa en un lugar visible que diga “No soldar - Recubrimiento Interno.”

## **2.7 MARCA<sup>18</sup>**

**2.7.1 Placas API.** Los tratadores de emulsión construidos bajo la norma API deberán ser identificados por una placa que incluye la identificación de material resistente a la corrosión o con un sello del soporte de soldadura en el caparazón de la vasija.

En la placa deberá ir la información descrita abajo, en los ítems 1 al 11, y mostrados como se ilustra en la Figura 24.

1. Especificaciones 12L.
2. Nombre del fabricante.
3. Serial del Fabricante.
4. Año de construcción.
5. Peso vacío, libras (lbs.).
6. Tamaño del caparazón, diámetro externo (OD), longitud de costura a costura, pies (ft.).
7. Presión de diseño, libras por pie cuadrado a temperatura (°F).
8. Rata de la caja de fuego, (Btu/hr).
9. Área superficial del quemador, pies cuadrados (ft<sup>2</sup>).
10. Información adicional requerida por el Estado u otras regulaciones políticas.
11. No están prohibidas las marcas adicionales deseadas por el fabricante o requeridas por el comprador.

---

<sup>18</sup> Ibid

Figura 23. Placa de identificación Sugerida para tratadores de emulsiones

	MANUFACTURER _____
	SERIAL NUMBER _____
	YEAR BUILT _____
	VESSEL WEIGHT EMPTY _____ LBS
SPEC 12L	SHELL SIZE, OD x LENGTH _____ FT. x _____ FT.
	DESIGN PRESSURE _____ PSI @ _____ °F
	FIREBOX RATING _____ BTU/HR
	FIREBOX SURFACE AREA _____ SQ. FT.
	_____
	_____

FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994.

**2.7.2 Placas Código ASME.** Los tratadores de Emulsión construidos bajo la norma API deben contener los requerimientos de la última edición del Código ASME. Si es permitido por el Código ASME, la información requerida en el 2.7.1 podría ser incluida en la placa ASME, si no es así, las dos placas son requeridas.

Estampar directamente el tratador en su caparazón podría causar algún tipo de daño al tratador por lo que no está permitido por la norma API.

### 3. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

#### 3.1 OPERACIÓN

##### 3.1.1 Tratadores térmicos.

**3.1.1.1 Tratadores verticales.** Son los más utilizados para tratar corrientes de pozos individuales. El aceite proveniente de los separadores de prueba y/o producción llega a esta unidad donde se agrega calor para ayudar a separar más agua del aceite. Como resultado del calor y de la baja presión, una cantidad adicional de gas es también separada del aceite en la cámara de separación de gas, ubicada en la sección superior del tratador. La sección de separación de gas puede tener un desviador de entrada y un eliminador de niebla.

El gas luego sale por el tope del tratador donde es evacuado hacia el quemador pasando por la válvula de contra-presión del tratador (PCV) que mantiene la presión del equipo normalmente en 30 PSI.

El aceite fluye de la sección superior a la parte inferior del tratador a través de un conducto o tubo descendente dentro del recipiente. En el extremo inferior del tubo descendente, el aceite fluye a través del propagador o rociador que esparce el fluido que sale a medida que éste comienza a subir. El agua libre se separa del aceite y la emulsión.

Luego de retirada el agua libre de la mezcla, el aceite y la emulsión flotan hacia arriba pasando por los piro tubos y por el colchón de agua presente en los mismos. Este proceso ocurre en la sección de calentamiento y lavado. El calor agregado en esta sección, hace que el agua y el aceite se separen aún más; similarmente el calor hará que se separe una cantidad adicional de gas. Los tubos que producen

el calentamiento siempre deben estar sumergidos en una fase agua.

Figura 24. Tratador Térmico Vertical



FUENTE: <http://www.lunarstudio.com/animation-renderings.html>

Luego de la zona de calentamiento, la mezcla pasa finalmente a una zona de coalescencia y asentamiento, donde permanece un determinado tiempo en reposo para permitir que se separen las fases.

El aceite en el tratador sale por una boquilla superior a un lado del recipiente, hacia otra tubería vertical que conduce a la válvula de control de nivel de aceite (LCV "kimray"). El nivel de aceite en el tratador se fijará normalmente a la altura de la boquilla de salida del aceite del recipiente y el crudo sale del tratador.

El agua cae en la parte inferior del tratador mientras que el aceite sube. Cualquier gas que se separe del aceite, subirá al tope del aceite donde se unirá al gas separado en la primer parte del proceso.

El agua sale por el fondo del recipiente por una tubería interior en el tubo vertical (columna reguladora) exterior. El agua es empujada hacia la tubería interior por el peso del agua y el aceite en el tratador. La altura de esta tubería o vertedero puede ajustarse moviendo la varilla a la que se adhiere por fuera (Sifón).

El agua rebosa el vertedero y fluye hacia abajo hacia la salida de agua en el tubo vertical (columna reguladora).

Una válvula de control de nivel (LCV "kimray") permite que el agua salga del tratador hacia otro equipo que mejore la calidad de la misma.

El calor impuesto al tratador se varía con una válvula y un controlador de temperatura que cambia el flujo de gas en los quemadores.

Como ocurre con los calentadores, al fluido que entra al tratador casi siempre se le ha agregado antes demulsificante.

**Funcionamiento de los pirotubos.** Los tratadores térmicos realizan el calentamiento de la emulsión por medio de pirotubos. Por lo general cuando un tratador tiene un pirotubo, este es capaz de generar 1000 BTU y cuando posee dos pirotubos cada uno de ellos por lo regular genera 500 BTU. La generación de calor depende directamente de la calidad del gas, de la presión de suministro de gas a los quemadores y de la cantidad de gas con que se opera el equipo.

El tratador térmico vertical opera por lo general entre 60°C (140° F) y 85°C (185°F).

En el quemador de los pirotubos a la cámara de combustión llegan dos líneas de gas combustible: una para el quemador principal y otra para el piloto; la línea del quemador principal termina algunas veces en una especie de boquilla a donde

también llega una corriente de aire que se encargará de atomizar la mezcla de aire-combustible, y de hacerla avanzar hacia delante en el tubo. La línea del piloto se mezcla con el aire que entra a la cámara de combustión y de esta manera se forma la mezcla de combustible la cuál solo requiere de una chispa para que se de inicio a la combustión. La chispa se puede producir por una bujía o puede ser un mechón encendido que se acerca manualmente al piloto. Una vez iniciada la combustión ésta se propaga porque en el mechero principal se está produciendo la mezcla de combustible-oxígeno.

**Control básico del tratador Vertical.** La altura de la interfase agua-crudo es regulada por la válvula de salida del agua y por la altura del sifón. Tanto la salida de agua como la salida de crudo se manejan con un tipo de válvula autorregulada llamadas comúnmente Kimray. Este tipo de válvulas funcionan con base al peso de la columna hidrostática, la cual se opone al peso instalado en el brazo de la válvula.

La presión en el equipo es controlada por una PCV ubicada en la línea de salida de gas y que mantiene el equipo presurizado.

El control de temperatura en el equipo se realiza por intermedio de un controlador de temperatura (TC) el cual da órdenes a una válvula controladora de temperatura (TCV) ubicada en la línea de suministro del gas del quemador. Cuando la temperatura sobrepasa el Set point, la TCV se va cerrando proporcionalmente para disminuir el paso de gas y bajar la temperatura. Cuando se presenta una baja temperatura, la TCV se abre para aumentar el paso de gas y subir la temperatura.

Los tratadores están provistos de un sistema de quemadores y pilotos que son los que hacen el calentamiento. El gas combustible llega a cierta presión, la cual es tumbada por un regulador para los quemadores y por un regulador para los

pilotos. Antes de ser regulada, pasan primero por una válvula (SDV), que está conectada a un sistema de seguridad que opera cuando hay un aumento de temperatura dentro del equipo ó ausencia de llama en los pilotos. Esta válvula SDV se cierra con las señales de BSL, TSH, LSL Y TSH, interrumpiendo el paso de gas y apagando los pirotubos.

**3.1.1.2 Tratadores Horizontales.** Se requieren de estos cuando existen varios pozos instalados.

**Funcionamiento sección de calentamiento.** La emulsión entra por la parte superior del equipo y se encuentra contra el final del pirotubo, puede ser uno o dos dependiendo de que tanto se requiera calentar la emulsión; si son dos pirotubos la emulsión entra al primero, recorriendo este, hasta llegar al comienzo del mismo, en donde por intermedio de una compuerta ubicada en la parte superior de la lámina que separa los pirotubos, pasa al segundo pirotubo en donde lo recorre de manera completa para finalizar así la etapa de calentamiento; Luego el crudo pasa a la sección de asentamiento por intermedio de una ranura ubicada en la parte media del baffle que separa la sección de calentamiento de la sección de asentamiento.

El agua libre que es separada en la sección de calentamiento se decanta y fluye hacia la parte inferior del equipo y entra a un tubo que tiene forma triangular y que posee perforaciones que permiten la comunicación del agua decantada en los pirotubos con la sección de asentamiento.

El gas que se separa en esta sección busca el tope del equipo y pasa a la sección de asentamiento por intermedio de un espacio existente en la parte superior del baffle que separa la sección de calentamiento de la sección asentamiento.

**Funcionamiento sección de asentamiento.** Una vez la emulsión calentada pasa a la sección de calentamiento esta debe superar una serie de baffles (por lo general son 3 o 4) los cuales promueven la coalescencia de las gotas de agua ya que imprimen un paso tortuoso a la emulsión.

Posteriormente el crudo rebosa a una caja recolectora ubicada en la parte final del equipo y cuyo nivel es mantenido por intermedio de un desplazador que da señal a un controlador y este a su vez gobierna una válvula controladora de nivel que permite la salida de crudo limpio hacia donde se requiera que por lo general es un separador atmosférico.

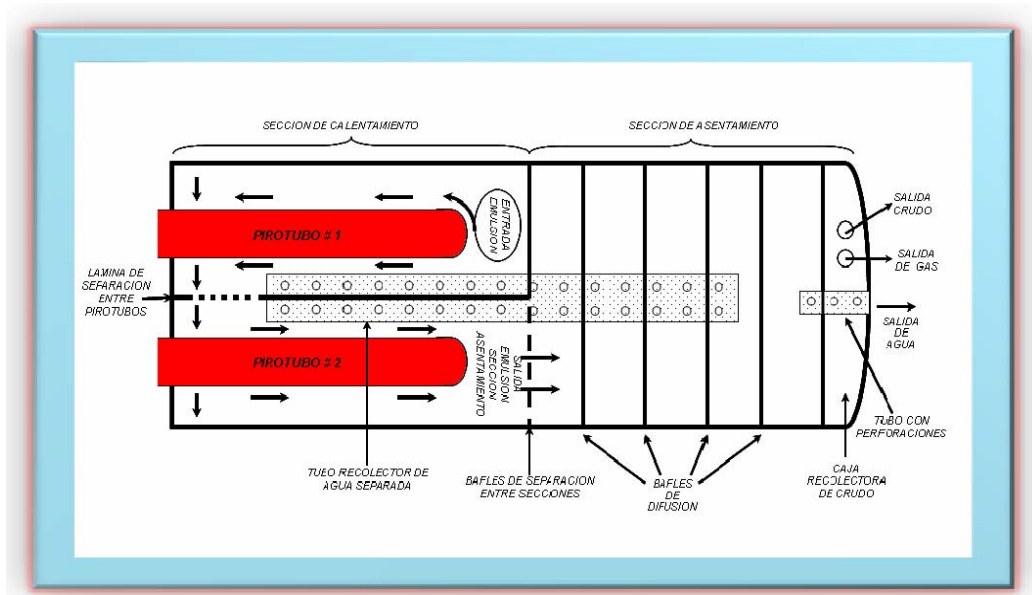
El agua proveniente de la sección de calentamiento debe vencer un baffle ubicado en la parte inferior del tubo que cumple la función de retener arena y reducir la turbulencia dentro del equipo. En la sección de asentamiento el agua que se separa del crudo se une con el agua libre proveniente de la sección de calentamiento y sale por la parte inferior del equipo por intermedio de un tubo que posee orificios por la parte inferior. El control de nivel de la interfase en el equipo es hecho por un desplazador que envía una señal a un controlador que a su vez gobierna una válvula de control de nivel, la cual permite la salida de agua.

El gas proveniente de la sección de calentamiento y el gas separado antes del primer baffle de la sección de asentamiento pasa a través de un extractor de niebla (en forma de panel de abeja) en el cual son condensados los líquidos que puedan haber sido arrastrados. Posteriormente todo el gas que logre salir de solución buscará la parte superior del equipo y saldrá por un tubo cuya punta esta muy cerca al tope del equipo. El gas que sale posteriormente debe permitir mantener presurizado al equipo y el gas evacuado de este equipo es finalmente quemado por lo general en una Tea.



y el gas es conducido al quemador. Con esta tubería entra a cada uno de los quemadores.

Figura 26. Tratador Térmico Horizontal (vista Superior)



FUENTE: PERENCO COLOMBIA LIMITED

El gas combustible que viene es bajado por un regulador a cierta presión y luego pasa el solenoide del pirotubo y finalmente por intermedio de una tubería de gas es conducido hacia el piloto ubicado dentro del pirotubo.

Cuando se apaguen los quemadores y adicionalmente los pilotos, el pirotubo puede ser prendido directamente desde el tablero eléctrico ubicado por lo general en un costado del equipo. Para esto es necesario resetear la señal y dar estarte en el tablero (llegar el switch a off y luego a on) lo que ocasiona que sucedan dos cosas: lo primero que la solenoide del piloto se abra durante unos segundos por lo regular son 30; Si el piloto no se enciende durante este tiempo una fotocelda volverá a dar señal a la solenoide para que suspenda el paso de gas al piloto. La segunda acción que se sucede al resetear y dar estarte en el tablero eléctrico es la

de enviar los voltios y amperios a un transformador que convierte la energía eléctrica a voltios y a amperios y luego la electricidad se transmite a un electrodo que crea un arco y posteriormente una chispa que enciende el pirotubo y luego los quemadores.

Generalmente estos equipos cuentan con un TSH (switch de alta temperatura) que cuando se alcanza una temperatura indeseable, suspende la señal de gas a los controladores de temperatura que a su vez suspenden la señal de gas a la solenoide cortándose esta misma señal en las válvulas de diafragma las cuales se cerrarán y suspenderán el paso de gas hacia los quemadores. Adicional a este TSH, existen los controladores de temperatura (uno por cada pirotubo), los cuales regulan la temperatura del equipo incrementando el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura cae o en su defecto disminuyendo el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura se sube.

**Seguridades del equipo.** El equipo debe contar con un tablero en el cual se pueden visualizar tres señales: LSHH (switch de alto alto nivel), LSH (switch de alto nivel) y PSH (switch de alta presión). Cuando se activa cualquiera de estas señales se debe escuchar una alarma sonora y cambia un indicador de verde a rojo.

La condición de LSHH y LSH se puede presentar cuando cualquiera de la válvulas de evacuación ya sea de crudo o agua se quedan cerradas o exista una obstrucción en las líneas de evacuación o algún equipo aguas debajo de las LCV del tratador térmico tiene problemas. Otra condición que puede ocasionar un LSHH o LSH es la entrada excesiva de fluido ya sea porque el yacimiento lo aporta o porque los separadores están funcionando de manera inadecuada. Lo que se busca con estas dos señales es evitar que el crudo sea arrastrado por la línea del gas.

La condición de PSH (por lo general 45 psi) se puede presentar cuando la bomba se queda cerrada o en su defecto hay obstrucción de la línea o algún equipo aguas debajo de la salida de gas del tratador térmico. Otra condición de alta presión se puede presentar cuando hay una entrada excesiva de gas al equipo y/o el diámetro de la línea de evacuación del mismo es insuficiente.

Cuando el equipo adquiere una presión superior a lo normal, una válvula PSV se dispara y permite que la presión dentro del mismo se alivie.

**Operaciones de rutina.** Diariamente el operador de batería debe tomar datos de BSW tanto a la entrada como a la salida para confirmar el adecuado funcionamiento del mismo. Si la calidad del crudo de salida no es la óptima el operador debe revisar lo siguiente:

1. Que el rompedor de emulsión directo se esté aplicando en la dosis adecuada.
2. La temperatura del equipo debe de estar dentro de los rangos normales.
3. El nivel de la interfase debe de estar en la altura adecuada.
4. Que el B&SW de entrada corresponda a los valores normales si no es así se debe verificar el nivel de interfase en los separadores.

También diariamente se debe observar la calidad del agua para realizar los ajustes correspondientes tanto a nivel de interfase como a nivel de las dosis de aplicación de los rompedores inversos y directos.

Se debe chequear la presión del equipo y la temperatura del mismo, también es vital observar el color de la llama de los pirotubos la cual debe ser siempre azul. Algunas veces se puede observar una llama de color amarillo la cual no corresponde a los tres quemadores si no a la llama del piloto.

Cuando se requiera sacar el equipo de servicio simplemente se pasa el fluido de entrada directamente hacia el separador se opera como si no existiera el tratador térmico horizontal; obviamente el B&SW de despacho se va a incrementar.

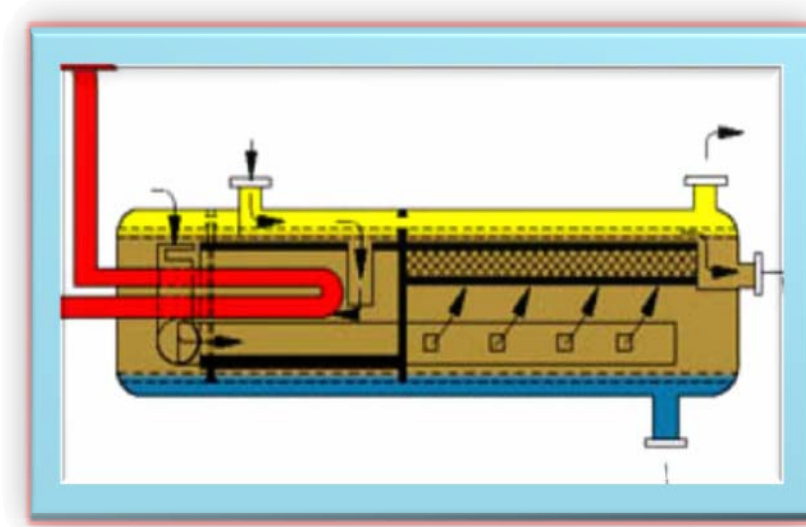
**3.1.2 Tratadores termoelectrostáticos.** Ya que los tratadores electrostáticos son utilizados para separaciones de tres fases: separando crudo, agua y gas. Se inyectan sustancias químicas a la corriente de la emulsión que entra al tratador. Por lo tanto, el proceso ya ha comenzado cuando la emulsión entra al tratador.

La emulsión ingresa a la sección de entrada por la parte superior de la unidad y cae al fondo del tanque. Luego viaja hacia arriba a través de los tubos de fuego y se derrama sobre un dique, pasando a la sección de inundación. De esta sección la emulsión fluye a través del dispersador hacia la sección de tratamiento, donde la separación final del agua y crudo toma lugar.

**3.1.2.1 Sección de entrada.** La emulsión entra al tratador, se riega sobre el bajante en forma de U y fluye hacia el fondo del tanque. El gas libre es liberado cuando la emulsión choca contra el bajante y se eleva hasta la parte superior de la sección de entrada.

La mayor parte del agua contenida en la emulsión se sedimenta y los líquidos restantes más ligeros se mueven hacia arriba, a través del agua, lo cual les sirve como un baño caliente.

Figura 27. Flujo de Fluidos de un Tratador Termoelectrostático



FUENTE: [www.fisherregulators.com/gallery/og\\_2.jpg](http://www.fisherregulators.com/gallery/og_2.jpg)

A medida que la emulsión continúa su ascenso, fluye a través del dispersador y a lo largo de los tubos de fuego. Esta acción asegura el máximo uso del calor para el calentamiento de la emulsión.

Varias cosas suceden cuando la emulsión se mueve hacia arriba a través de los tubos de fuego. Los tubos de fuego calientan la emulsión, lo cual ayuda en la separación del crudo y el agua. La emulsión caliente se eleva y derrama sobre el dique ubicado fuera de la sección de la emulsión luego se sedimenta en el fondo de la sección de entrada para ser eliminada.

El gas, el cual ya ha sido separado de la emulsión, se eleva hacia la parte superior de la sección de entrada. Un tubo equilibrador permite que el gas en ambos lados del deflector se empareje o iguale, se colecte y sea eliminado del tanque a través del tubo de salida del gas.

Algunos tratadores tienen un transformador de calor instalado en la línea de entrada. Si es utilizado, la emulsión que entra es precalentada por el calor del crudo que sale. Por lo tanto, es necesario proveer de calor a los tubos de fuego.

El tiempo de sedimentación del crudo que entra disminuye y el crudo que sale se enfría a una temperatura de almacenamiento, lo cual disminuye la evaporación y mantiene una mayor gravedad.

**3.1.2.2 Sección de inundación.** El principal objeto de la sección de inundación es mantener la sección de tratamiento completamente llena de líquido. Cuando esto ocurre se dice que la sección está completamente llena de líquido y sin gas en la parte superior. El crudo limpio no abandona la sección de tratamiento a menos que una cantidad igual de líquido entre a la sección de inundación. Este proceso es controlado por un flotador en la sección de inundación el cual encuentra mecánicamente unido a la válvula de eliminación de crudo.

**3.1.2.3 Sección de tratamiento.** Dentro de la sección de tratamiento, un propagador de flujo asegura la distribución uniforme de la emulsión. Es en esta sección donde el tratamiento y la sedimentación final toman lugar.

Desde el propagador la emulsión asciende hacia las rejillas eléctricas de corriente alterna y alto voltaje. La rejilla más baja tiene una carga de 15.000 a 20.000 voltios de electricidad. La más alta está adherida al tanque. El tratamiento electrostático comienza por debajo de esta y la más alta, donde las gotas de agua se combinan entre sí y se sedimentan, alargan y se polarizan. Cuando una gota de agua se polariza adquiere una carga positiva (+) en un extremo y una negativa (-) en el otro.

La corriente alterna (C.A) en la rejilla eléctrica hace que este invierta la polaridad (que cambie de positiva a negativa) 120 veces, y por lo tanto las gotas de agua se muevan rápidamente y choquen entre si con una fuerza suficiente como para romper la delgada película que rodea cada gota. Las gotas de agua se combinan convirtiéndose en gotas más grandes y se sedimentan en el fondo de la sección de tratamiento para ser eliminadas.

El crudo, ya separado del agua, asciende hasta la parte superior de la sección de tratamiento. Un cabezal colector de crudo limpio desnata este crudo para ser removido del tratador.

**3.1.2.4 Sistema eléctrico.** El sistema eléctrico consiste en un transformador de aumento y dos rejillas eléctricas (electrodos). El transformador aumenta el voltaje entrante a un nivel más alto, por ejemplo, muchos tratadores electrostáticos de 440 voltios se elevan hasta 15.000-20.000 voltios para producir el campo electrostático alrededor de las rejillas.

Las dos rejillas están suspendidas, una sobre la otra, en la sección de tratamiento. La más alta está adherida a la pared del tanque y es ajustable para que el campo electrostático pueda ser regulado, y así satisfacer varios requerimientos de combinación de las gotas de agua. La rejilla inferior no está adherida y recibe la carga eléctrica del transformador. Ambas rejillas están suspendidas en la pared interna de la parte superior del tanque por barras colgantes aisladas. Todos los componentes del sistema eléctrico están diseñados para recibir alto voltaje.

El transformador es el corazón del sistema eléctrico. Muchos tratadores electrostáticos tienen un transformador con un reactor para protegerlo de aumentos de energía imprevistos y dispersión de alto voltaje.

Estos transformadores se pueden sumergir en crudo y satisfacen todos los requerimientos eléctricos de seguridad. Un cortacircuitos ubicado entre la fuente de energía y el transformador protege a este de fallas de energía eléctrica. Se recomienda la utilización de un fusible conectado a la fuente de energía para obtener una máxima seguridad.

Figura 28. Fotografía de Transformador



Fuente: El Autor

Figura 29. Fotografía de Transformador



Fuente: El Autor

**3.1.2.5 Niveles de fluidos.** El nivel del crudo en la selección de tratamiento se mantiene con la válvula de eliminación, la cual es operada por un flotador en la selección de inundación. Cuando la emulsión asciende por encima del nivel predeterminado en la sección de inundación, el flotador se eleva con la emulsión y causa que la válvula se abra permitiendo al crudo abandonar el tanque. Cuando

la emulsión retorna al nivel predeterminado, la válvula se cierra y permite que el crudo se acumule en la sección de tratamiento.

Los niveles de agua liberada y tratada en el tratador se mantienen con las válvulas de eliminación de agua. Tal como con el crudo, la válvula de eliminación se abre para dejar salir el agua cuando el nivel en el área de contacto aumenta por encima del nivel predeterminado y se cierra cuando está por debajo del nivel predeterminado.

Ambas válvulas de eliminación operan por medio del nivel de control del área de contacto, el cual usa gas o aire comprimido para abrir y cerrar éstas válvulas. El control de nivel hace eso desviando el gas o aire comprimido al diafragma de la válvula de eliminación. La presión del gas o del aire comprimido activa la tensión que mantiene el diafragma en posición cerrada. Esta acción levanta el diafragma y permite que el agua fluya a través de la válvula de eliminación. Cuando los líquidos del área de contacto regresan al nivel predeterminado, el control del nivel ventila el gas o aire comprimido y permite que el diafragma se asiente, cerrando así la válvula de eliminación.

Algunos tratadores electrostáticos están diseñados para permitir que el agua en la sección de entrada se una a la de la sección de tratamiento antes de ser removidas del tratador. Este arreglo utiliza una válvula de eliminación y un control de nivel para mantener los niveles de agua en el tratador.

Otros tipos de válvulas eliminadoras de crudo y agua pueden utilizarse en los tratadores electrostáticos.

**3.1.2.6 Temperatura de operación.** La temperatura de operación es importante y varía de un campo a otro. Debe usarse la temperatura mínima posible para

tratar adecuadamente la emulsión. En climas cálidos, solo será necesaria durante los meses fríos.

Cuando la aplicación de calor se hace necesaria, temperaturas más bajas pueden usarse en tratadores electrostáticos que en tratadores convencionales. Las temperaturas de tratamiento normalmente oscilan entre las escalas de 85° y 135°F (300 y 330°K).

La temperatura de una emulsión en la sección de entrada debería ser de unos 140°F (330°K) para que la temperatura del fluido en la sección de entrada alrededor de las rejillas nunca baje de 70°F (290°K). Si la temperatura del fluido baja de este nivel, las rejillas no tendrán el efecto en el tratamiento de la emulsión.

La relación entre los químicos y la temperatura es un factor de importante consideración. Usualmente se requieren menos químicos para tratar una emulsión caliente. Sin embargo, el ahorro de químicos, cuando hay temperaturas más altas puede compensarse o anularse con la pérdida de ganancias causadas por la gravedad, la pérdida de volumen en el crudo y el aumento en los costos del combustible.

Los controles de temperatura, o termostatos, son parte importante de un tratador de emulsiones. Si no funcionan apropiadamente, los incineradores pudieren permanecer encendidos o apagados todo el tiempo.

Si estos controles permaneciesen apagados, la emulsión podría enfriarse, siendo incapaz de separarse completamente. Si permanecen encendidos, el tratador se puede recalentar y dañar, los crudos más ligeros pueden consumirse cambiando la gravedad y el volumen de crudo puede disminuir resultando en pérdida de ganancias.

Los tubos de fuego deben ser inspeccionados periódicamente. Debido a que muchas emulsiones tratadas contienen cierta cantidad de barro y escombros sólidos, los tubos de fuego deben ser revisados buscando corrosión, oxidación y acumulación de lodo.

La llama del incinerador debe apuntar o estar directamente debajo del centro del tubo de fuego. Si toca al tubo de fuego directamente, se formará un punto de recalentamiento y ocurrirán fallas prematuras en el tubo incinerador. Por ello se debe encender y arder uniformemente por un largo período de tiempo, en lugar de cambiar de la llama intermitentemente. Una llama amarilla con suficiente aire para prevenir la formación de hollín es la mejor.

**3.1.2.7 Presión Operante.** Los tratadores electrostáticos operan bajo presiones de 5 a 30 libras por pulgada cuadrada (34 a 340KPa). La máxima presión operante de un tratador aparece en la placa de información del fabricante adherida a la pared externa de tratador. El tipo de válvula y los controles utilizados varían dependiendo a la construcción del tratador.

La tubería de descarga del crudo, agua y gas debe estar equipada con controles. Además los tratadores electrostáticos operan bajo presión, deben estar equipados con dispositivos de alivio de presión con suficiente capacidad para proteger el tratador si la presión aumenta.

El gas que abandona el tratador por la parte superior del mismo está controlado por válvula de contrapresión que controla la presión en el tratador.

Las secciones de entrada de inundación se mantienen a una presión ligeramente más alta que la sección de tratamiento. Cuando no hay suficiente gas mezclado con el fluido que entra como para mantener la presión necesaria, se conecta un tubo compensador de gas al equilibrador.

Hay varias razones para mantener una presión más alta en las primeras dos secciones.

- La presión diferencial asegura un flujo positivo de fluido de la sección de inundación a la de tratamiento.
- La sección de tratamiento debe permanecer llena de líquido.
- Debe haber presión diferencial suficiente para mover el crudo limpio a los tanques de almacenamiento.

La presión del gas natural usada para encender el tratador termoelectrostático debe ser regulada. Cualquier presión por encima de la escala del termóstato impedirá que este se cierre y resulte en el recalentamiento del tratador.

**3.1.3 Procedimiento en caso de emergencia.** Las fallas que más afectan los procesos relacionados con la industria del petróleo y ocasionan emergencia en las operaciones son causadas por los elementos utilizados como servicios: aire, agua, vapor y corriente eléctrica.

**3.1.3.1 Falta de aire para instrumentos y atomización.** Para los tratadores en los quemadores las válvulas en línea de crudo combustible son accionadas con aire, la válvula que controla el nivel en la salida de crudo tratado es accionada con aire; al faltar el aire los tratadores quedan fuera de servicio y el crudo continua entrando a los tratadores.

Este circuito como debe estar protegido por las mismas válvulas en la línea de desviación de crudo, entonces los compresores de aire estarán interconectados entre si para suplir la falla de cualquiera de ellos.

Al fallar los compresores, el aire de atomización a los quemadores también falta, por lo tanto no habrá aire para atomización.

**3.1.3.2 Falta de agua.** La falta de agua no ocasiona una emergencia que saque de servicio los tratadores, porque la inyección de agua de lavado a un tratador no es un factor que cambie la operación de tratamiento ni la calidad con que debe producirse el crudo (BS&W). En caso de que esta falte lo que debe hacerse es utilizar el agua filtrada proveniente de la planta de tratamiento de agua que se utiliza para enfriamiento en los compresores de aire.

**3.1.3.3 Falta de vapor.** El vapor no afecta en forma directa el proceso de tratamiento del crudo.

El vapor se utiliza en el tratamiento de crudo en el calentador de agua de lavado a los tratadores, al faltar la inyección de esta agua tendría que hacerse a temperatura ambiente.

Se debe tener un tanque de crudo combustible que este provisto de un calentador con vapor para mantener una temperatura en el combustible que permita ser bombeado hacia los quemadores y así no habrán problemas por falta de calentamiento.

**3.1.3.4 Falta de corriente eléctrica.** La falta de corriente eléctrica ocasiona la parada general de un sistema de tratamiento. Los quemadores quedarían fuera de servicio a pararse el soplador de aire de combustión en los tratadores. Las válvulas neumáticas que operen con solenoides no actuarían (desalojo de agua-salida de crudo tratado), las parrillas electrostáticas (para tratadores termoelectrostáticos) quedarían fuera de servicio. Si la falla eléctrica es solamente en el sistema de tratamiento el crudo continuaría fluyendo desde los pozos. Al pararse el compresor de aire los instrumentos no accionan, las válvulas

neumáticas en la línea de desviación de crudo se abrirían por falla de aire y el crudo iría al tanque de crudo sucio.

Si la falla es total solamente se paran los equipos de superficie que operen con motores eléctricos en los pozos de crudo, por consiguiente continuaría entrando crudo al sistema de tratamiento. Al recuperarse la energía el sistema deberá retornar a la operación siguiendo una secuencia que permita al operador de la planta eléctrica hacer los ajustes requeridos dependiendo del consumo:

- a. se debe poner en servicio los compresores de aire, para que exista aire para instrumentos y para atomización.
- b. se debe poner en servicio los quemadores en los tratadores (bomba de combustible y calentador eléctrico).
- c. Debe comprobarse que las válvulas neumáticas en la línea de derivación de crudo estén cerradas, así el crudo continuará su flujo normal.
- d. Debe comprobarse que las válvulas neumáticas que controlen el nivel de crudo y que desalojan el agua estén operando en el tratador.
- e. es recomendable que antes de energizar las rejillas electrostáticas (en el caso de un tratador termoelectrostático) se mueva la rejilla (que sea móvil) abriendo para evitar una sobrecarga en el transformador ocasionada por el agua acumulada durante la falla de corriente. Luego si se retorna el ajuste cuando se haya estabilizado la operación del sistema. El amperaje y la temperatura determinan la normalización en la operación.

**3.1.4 Normas y Procedimientos de Seguridad.** Las normas de seguridad se deben establecer para la protección de las personas y de cualquier equipo que conformen un proceso.

El objetivo general de la seguridad industrial es realizar todas las operaciones y trabajos con el máximo de seguridad, eliminando la mayoría de los riesgos en todas las actividades que se realicen o reduciendo al máximo su peligrosidad.

1. En los quemadores de los calentadores tubulares instalados en los tratadores debe haber instaladas protecciones para impedir en estos equipos una explosión o incendio. No se debe operar ni poner en marcha un quemador sino están en servicio las protecciones de que dispone (cortes por alta temperatura bajo nivel y pérdida de llama).

2. Las alarmas visuales deben estar provistas de lámparas , las cuales puedan dañarse, se debe comprobar su normal funcionamiento y deben cambiarse cuando sea necesario, estas señales nunca se deben dejar fuera de servicio ya que sirven para proteger la operación y evitar riesgos.

3. Las válvulas de seguridad que estén instaladas en los circuitos de gas de los tratadores deben revisarse y calibrarse periódicamente, ya que las partes mecánicas sufren deterioros y no actúan cuando se requiere. Estas revisiones se pueden programar.

4. Cuando un tratador requiere ser inspeccionado o reparado en su interior, se recomienda instalar platinas ciegas en las bridas más cercanas a este, en todas las líneas que tiene conectadas.

5. Nunca se deben autorizar trabajos en los motores eléctricos si no están desenergizados y debe colocarse una tarjeta en un sitio visible que indique que se está trabajando en ese circuito.

6. En el manejo de productos químicos (antiespumante y desemulsificante) debe utilizarse los elementos de protección personal, gafas o viseras y guantes adecuados, para evitar daños personales.

7. En la toma de muestras se deben utilizar los toma-muestra instalados tomando precauciones en la abertura de las válvulas para evitar quemaduras en la piel.

## **3.2 MANTENIMIENTO**

**3.2.1 Inspecciones de mantenimiento.** Para una operación sin problemas se deben realizar inspecciones periódicas de mantenimiento tal y como se indican a continuación:

### **Diariamente**

1. Verificar la luz indicadora del transformador (solo para el tratador termoelectrostático). Esta debe estar encendida constantemente (figura 30).

2. Verificar el voltímetro (tratador termoelectrostático). Debe tener una lectura de 220 a 440 voltios, dependiendo de la fuente productora de energía.

3. Verificar los niveles de agua libre y el agua tratada a través de las mirillas de vidrio.

Figura 30. Fotografía Luz indicadora del Transformador



Fuente: El Autor

4. Verificar la válvula de contrapresión para averiguar si la presión del tanque es la correcta. Ajustar la presión si es necesario.
5. Verificar la unión de la válvula de drenaje del gas.
6. Verificar las válvulas de eliminación por condensación o acumulación de líquidos en las líneas suplidoras de gas y aire, abriendo válvulas purgadoras.
7. Drenar los colectores de gotas que suplen gas y aire a las válvulas de eliminación de agua.
8. Verificar la temperatura del tratador para asegurarse de que los fuegos estén encendidos y de que el termostato están operando en las escalas apropiadas. Ajustando la temperatura si es necesario.
9. Drenar el depurador de gas.
10. Examinar la bomba de químicos y el tanque de inundación.

### **Semanalmente.**

1. Abrir brevemente los drenajes en el fondo del tratador. Esto impedirá que se acumule el sedimento y se obstruyan los drenajes. Figura 31.

Figura 31. Fotografía Drenajes Sedimento



Fuente: El Autor

2. Revisar las válvulas de las mirillas para prevenir obstrucción. Limpiar los vidrios de las mirillas si es necesario.
3. Tomar muestras de los fluidos que entran y salen del tratador para verificar los sedimentos básicos y agua (BS&W).

### **Mensualmente.**

1. Verificar los incineradores y los pilotos para el buen funcionamiento. Limpiarlos si es necesario.
2. Verificar los incineradores para asegurarse de que están bien centrados en los tubos de fuego.

3. Verificar los parallas para asegurarse de que no estén obstruidos.

**Anualmente.**

1. Inspeccionar y limpiar todo el tanque utilizando los procedimientos de seguridad recomendados para la entrada a espacios confinados.

2. Inspeccionar los tubos de fuego, sacándolos del tratador y revisando si hay daños o grietas. (Figura 32).

Figura 32. Fotografía Mantenimiento Tubos de Fuego



Fuente: El Autor

3. Inspeccionar el flotador del depurador de gas combustible para asegurarse de que esta funcionando bien.

4. Inspeccionar las válvulas de eliminación, limpiándolas y reparándolas si es necesario.

**3.2.2 Aspectos importantes en el funcionamiento de los pirotubos.** El funcionamiento de un pirotubo es simple pero existen algunos aspectos que se deben tener en cuenta para asegurar un uso adecuado del combustible, un calentamiento apropiado del fluido y evitar fallas en el equipo ó accidentes.

1. El nivel de fluido se debe chequear continuamente en el tratador porque siempre debe estar por encima del pirotubo, ya que de lo contrario éste se puede fundir. El calentador posee un dispositivo de seguridad que lo apaga cuando el nivel de fluido ha bajado a un cierto valor.

2. La temperatura del líquido exige un chequeo permanente porque si esta es muy baja, posiblemente no se alcance a romper la emulsión y si es muy alta se pueden afectar las propiedades físicas del crudo. El tratador debe apagarse automáticamente cuando la temperatura del líquido se suba a un valor muy alto (85° C ó 185° F).

3. El aire que entra al tratador debe ser controlado porque puede ser utilizado en exceso o en defecto y en ambos casos se tendrá desperdicio de combustible; cuando entra poco aire, el combustible no alcanza a quemarse todo y esto se puede notar porque por la chimenea salen gases de aspecto oscuro o en el tubo de calentamiento se depositan materiales sólidos como residuos de combustión. Los pirotubos poseen una mirilla por donde se puede observar el color de la llama; si este es azul indica que está entrando aire en la cantidad adecuada para mezclarse con el combustible, y cuando la llama es de color amarillo o rojizo, es un indicio de que hay exceso ó deficiencia de aire y se debe chequear disminuyendo ó aumentando la entrada de aire a la cámara de combustión.

4. Algunas veces puede ocurrir que a pesar de que la cantidad de calor que se está produciendo es suficiente para calentar el líquido, éste no sale tan caliente como se desea, lo cual indica deficiencias en la transmisión de calor. Como el calor se transmite desde el interior del tubo de combustión hacia fuera a través de los gases de la combustión y la pared del tubo; ésta última puede presentar zonas refractarias al calor, ocasionándose una restricción y una mala transferencia de calor del pirotubo hacia la emulsión que se debe calentar; tales zonas con poca capacidad para transmitir calor se pueden originar por depositación de coque, en el interior del tubo de combustión ó de escamas (incrustaciones ó scales) en la pared exterior del mismo. La depositación de coque puede ser debida a una insuficiencia en la combustión, porque está entrando mucho combustible ó poco aire ó porque, cuando el combustible es gas, este entra húmedo y la fracción líquida no alcanza a quemarse; si esta situación se presenta se puede remediar revisando las entradas de combustible y/ó haciéndolo pasar por un propagador o rociador (Scrubber). La depositación de escamas se puede deber a que en el fluido a calentar hay presencia de elementos corrosivos o a depositación de sales disueltas en el agua de la emulsión. La solución a esto sería agregar inhibidores de corrosión ó compuestos químicos que impidan la depositación de sales disueltas en el agua (scale o incrustaciones). La deficiencia en la transmisión de calor se puede detectar observando que la temperatura de los gases que salen por la chimenea es bastante alta ó porque la temperatura a la que sale el fluido es bastante baja. Algunos tratadores poseen un dispositivo que lo ponen fuera de servicio por temperatura alta en la chimenea.

5. Las tasas y las presiones a las que entran el combustible y el aire son también importantes. Las presiones pueden afectar la posición de la llama, y ésta debe estar lo más cerrada posible y evitar que se acerque a las paredes del tubo de combustión porque puede llegar a fundirlo.

**3.2.3 Puesta en marcha.** Para iniciar la puesta en marcha de un tratador, después de una reparación o inspección, se debe realizar una revisión de la siguiente forma:

1. Comprobar que todas las líneas conectadas al tratador estén instaladas: línea de entrada de crudo, línea de salida, línea de gas, drenajes y línea de retiro de agua.
2. Revisar que todas las válvulas de bloqueo o de compuerta que se operan manualmente, abran y cierren.
3. Revisar el aire de suministro a los instrumentos y accionar las válvulas neumáticas para comprobar su operación.
4. Comprobar que las líneas de gas, aceite combustible, y aire de atomización estén conectadas a los quemadores y calentadores eléctricos.
5. Revisar que las instalaciones eléctricas estén listas en el tablero de control del quemador, calentador eléctrico de aceite y transformador.
6. Antes de cerrar los manholes de inspección, revisar que el tratador esta libre de suciedad, de materiales o de herramientas.
7. En tratadores Termoelectrostáticos debe regularse la rejilla móvil colocándola en su posición más alta. Midiendo la distancia entre las rejillas en sus cuatro esquinas, la distancia debe ser uniforme. Se debe colocar una marca en los soportes o tornillos exteriores con el fin de tener un punto de referencia para ajustes posteriores.

8. Cerrar los manholes del tratador para realizar una prueba de presión que permita detectar escapes antes de iniciar la operación.

a. Conectar una línea o una manguera para vapor en la línea de entrada de crudo al tratador, para presionar y desalojar el aire con vapor de baja presión.

b. Cerrar las válvulas de bloqueo en las líneas que están conectadas al tratador, admitir vapor y desalojar el aire por un tomamuestras de la parte mas alta del recipiente llevando la posición con el vapor hasta la presión indicada y revisando las bridas y manholes, reparando los escapes que se presenten.

c. Terminada la prueba de presión y reparados los escapes, se desconecta la línea o manguera de vapor y se despresiona el tratador drenándolo.

El tratador en este momento esta listo para ser cargado con petróleo crudo, pero se debe tener la siguiente precaución para los tratadores termoelectrostáticos:

*No se debe conectar la energía a las rejillas, hasta que no estén cubiertas de crudo en su totalidad. Se debe comprobar que el crudo empiece a fluir por el tubo colector y la válvula neumática de control de nivel. Esto asegurará que no exista una mezcla explosiva de gas-aire, que pueda causar problemas al energizar las rejillas.*

9. Antes de admitir crudo en el tratador, se coloca un nivel de agua en el recipiente para que cumpla las siguientes funciones:

a. Que actúe como sello en el fondo de la cubierta anular del calentador tubular.

b. Que selle la parte inferior del baffle que separa la sección de calentamiento, de la sección de rejillas, para que la emulsión de crudo fluya a través de la sección de calentamiento y por el colector a la sección de rejillas.

El agua se lleva al tratador por la línea de agua de lavado y el nivel se determina cuando la sonda de tipo conductivo envía una señal de abertura a la válvula neumática de desalojo de agua. Luego de esto se cierra la válvula en la línea de agua al tratador.

10. Abrir en la línea de donde provenga el crudo las siguientes válvulas: válvula de bloqueo, antes y después del mezclador (si lo hay), y sobre la misma línea la válvula cerca al tratador.

11. El crudo fluirá por la cubierta anular de la sección de calentamiento, para entrar sobre los calentadores tubulares y recoger el máximo de calor.

El gas que separa en la zona de calentamiento, sale bajo control de presión regulada por la válvula neumática al depurador,

Ajustar la válvula reguladora para controlar la presión, comprobar que las válvulas de bloqueo de la línea de gas estén abiertas.

12. Para tratadores termoelectrostáticos, en la medida que el crudo fluye a la sección de rejillas a través del propagador, el recipiente se va llenando, debe ajustarse el control de nivel en la sección de calentamiento para que los calentadores tubulares estén completamente cubiertos por el tubo colector en la sección de rejillas, el crudo saldrá controlado por la válvula neumática a los tanques, inicialmente la producción la recibe un tanque.

13. La sonda de tipo conductivo, detectará el incremento en el nivel de agua y enviara una señal para que el solenoide active la válvula neumática y desaloje el exceso de agua (generalmente este exceso se vierte en un skimmer). Revisar que las válvulas de bloqueo en esta línea estén abiertas.

14. Se procede a poner en servicio los quemadores:

Encender los quemadores.

- a. Comprobar que la línea de aire de atomización este drenada y en servicio.
- b. Establecer circulación de aceite combustible por los calentadores eléctricos con retorno al tanque. Válvulas de entrada y salida abiertas.
- c. Energizar los calentadores eléctricos desde el tablero de control del quemador.
- d. Drenar la línea de gas al piloto, ponerla en servicio con válvula de bloqueo abierta.

15. En el tablero de control del quemador se deben encender los siguientes interruptores:

Control de potencia

Quemador

Purga

Control de fuego

Selector Combustible

- a. En el gabinete del tablero de control, en el programador encender el interruptor de reposición, para iniciar el ciclo de pre-purga en el quemador, con el soplador de aire.
- b. Graduar el temporizador de encendido del piloto en segundos, para que permanezca encendido durante este tiempo (en el gabinete del tablero de control).

- c. Al finalizar el ciclo de pre-purga, el soplador de aire al quemador, se colocará automáticamente en posición de bajo fuego, reduciendo la cantidad de aire que entra al quemador, estableciendo las condiciones para obtener una llama estable en el piloto y reduciendo la cantidad de combustible al mínimo para evitar un exceso de combustión inicial.
- d. Con el quemador en la posición bajo fuego, el piloto se energiza, enciende la bujía, permite el paso de gas y da llama al piloto. Cuando este piloto enciende debe prenderse una lámpara (piloto).
- e. La foto celda, detectora de llama, “visualiza” la llama y energiza el interruptor del protector de llama, que a su vez energiza los sistemas de combustión y atomización y enciende el quemador principal.
- f. Observar la operación del quemador durante 5 minutos a bajo fuego, para determinar que la relación de combustible-aire sea la correcta por el color de la llama.
- g. Llevar a fuego máximo el interruptor para conseguir la temperatura requerida en el tratador.

La lámpara de alarma se enciende cuando el quemador se apaga por falla de llama, por bajo nivel en el separador y por alta temperatura en el termostato cerca al quemador.

16. Con los termóstatos, graduar la temperatura de operación en el centro del tratador y en los termóstatos cerca a los quemadores, y graduar la temperatura límite. Antes de energizar las rejillas el crudo estará fluyendo unas horas al tanque hasta lograr uniformizar las temperaturas de calentamiento.

17. En este punto del desarrollo de la operación de puesta en marcha se procede a activar las rejillas para campo electromagnético, cuando es un tratador termoelectrostático:

a. En el tablero de control, energizar el interruptor principal, el voltiamperímetro el cual debe indicar 00.0 voltios y 0.00 amperios. Colocar el interruptor en posición manual, el voltiamperímetro debe indicar entre 460 voltios y 5 a 10 amperios.

b. Tomar una muestra en la salida de crudo para analizar BS&W y contenido de sal, los resultados indicarán el ajuste inicial a las rejillas.

c. Apagar el interruptor.

d. Ajustar la rejilla móvil girando la tuerca de ajuste, para que la rejilla al bajar continúe completamente horizontal.

Energizar nuevamente el interruptor colocándolo en posición manual.

Los ajustes se continúan haciendo teniendo como base los análisis de BS&W y principalmente el amperaje que no debe ser mayor de 100 A, en su punto más alto.

18. Cuando se logre un contenido de BS&W inferior al 1% y de sal menor de 50 libras por cada 1000 barriles de crudo, se procede a poner en servicio el sensor BS&W cuyo rango es de 0 a 3 %.

Colocar en el instrumento sensor, un punto de control entre el 0.7 y el 1%, abrir las válvulas de bloqueo, antes y después de la válvula neumática, sobre las líneas de crudo limpio al tanque y de crudo sucio a otro tanque. Las válvulas de recibo en los dos tanques deben estar abiertas. Este sistema debe estar provisto de líneas

de derivación (By-pass) para sacar de servicio la válvula de vías neumáticas hacia los dos tanques, el de crudo limpio y el de crudo sucio.

Cuando el crudo este por debajo del punto de control, fluirá al tanque de crudo limpio, cuando el sensor detecte un alto contenido de BS&W, la válvula neumática cierra el tanque de crudo limpio y abre el tanque de crudo sucio.

Los tratadores pueden recibir el crudo directamente desde el manifold o múltiple de recolección, sin entrar al separador de prueba por la línea de derivación de crudo (By-pass) abriendo en la válvula neumática, las válvulas de bloqueo antes y después, junto al separador de agua libre, el crudo entra al primer tratador, cerrando la válvula en línea de carga al separador de agua libre.

Bajo esta condición los tratadores podrían operar en serie abriendo la válvula de bloqueo sobre la línea instalada para este fin a la salida del primer tratador y cerrando la válvula de bloqueo sobre la línea de crudo tratado cerca del primer tratador, el crudo del primer tratador fluirá al segundo tratador (si lo hay) y de este a los tanques de almacenamiento a través de los sensores de BS&W.

**3.2.5 Paradas normales.** Los tratadores electrostáticos operan en paralelo, cuando existen dos. Se puede sacar de servicio uno, haciendo pasar todo el flujo proveniente, bien sea del un separador de agua libre (FWKO) hacia el otro, abriendo las válvulas de bloqueo en la línea de salida del separador de agua libre cerca del mezclador (Mixer), del tratador que va a quedar en servicio y cerrando la válvula de bloqueo a la entrada del tratador que va a quedar fuera de servicio.

Los dos tratadores se pueden sacar de servicio, desviando el crudo por la línea de derivación (By-pass) antes de entrar al separador de agua libre, (FWKO) abriendo en las válvulas neumáticas las válvulas del bloqueo en las líneas de carga al separador de agua libre y al primer tratador. En la línea de salida de crudo del

primer separador se cierra la válvula de bloqueo junto a la válvula neumática controladora de nivel, el crudo fluirá al tanque sucio.

Para sacar de servicio un tratador para revisión o reparación, se realizan los siguientes pasos:

1. Desenergizar las rejillas para campo electromagnético, apagando el interruptor manual y el control principal del tablero de control.
2. Apagar el quemador del calentador tubular, y se coloca el interruptor de bajo fuego en la posición de mínimo durante 10 minutos, para que el enfriamiento en el quemador sea lento.

Apagar el quemador y e iniciar el proceso de pre-purga, al terminar esta secuencia, el soplador de aire debe apagarse automáticamente.

3. Cerrar todas las válvulas de bloqueo en las líneas de entrada de carga y salida de crudo tratado.
4. Despresionar el tratador por la línea de derivación en la salida del gas al depurador, hasta cuando la presión se iguale con la del depurador y cerrar las válvulas de bloqueo sobre la línea de gas.
5. Desocupar el tratador por los drenajes (generalmente hacia un separador A.P.I). La comprobación del nivel se hace por los toma muestras instalados a diferente altura en el tratador.
6. Cuando el tratador este desocupado, se podrán abrir los manholes (bocas de entrada) para ser revisado.

*Se recomienda, cuando se van a hacer trabajos de soldadura en la parte interna, purgar con vapor para desalojar al máximo el crudo y colocar platinas ciegas en las bridas más cercanas al tratador, en todas las líneas que estén conectadas.*

### 3.2.4 Pruebas en caso de fallas.

Tabla 7. Posibles fallas y medidas correctivas.

FALLAS	POSIBLES CAUSAS	CORRECCIONES
1. Espumas en el tratador.	<p>a. Inyección de antiespumantes.</p> <p>b. Incremento en la rata de flujo de crudo.</p> <p>c. Alta temperatura en el crudo del tratador ( la temperatura alta favorece la formación de espuma).</p>	<p>Revisar las bombas de inyección y corregir la adición si es baja.</p> <p>Comprobar el incremento de flujo y ajustar la inyección de antiespumantes.</p> <p>Revisar en los indicadores de temperatura, si es necesario, disminuirla haciendo ajustes en los termostatos.</p>
2. Bajo amperaje en las rejillas para campo electromagnético.	a. La distancia entre rejillas es muy alta	<p>Verificar el amperaje en el voltiampermetro. Acortar la distancia entre rejillas, teniendo en cuenta la siguiente secuencia:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Desergenizando las rejillas.</li> <li>2. En los tornillos de la rejilla móvil, ajustar la tuerca.</li> <li>3. Encender nuevamente las rejillas y comprobar el amperaje.</li> </ol>
3. Alto amperaje entre las rejillas	La distancia entre rejillas es muy corta.	Comprobar el amperaje. Corregir siguiendo la secuencia descrita en la falla anterior.
4. Alto contenido de BS&W y de sal en el crudo tratado.	<p>a. Bajo amperaje en las rejillas. (Menor de 50 amperios).</p> <p>b. Baja temperatura en el crudo.(menor 190°F)</p>	<p>Comprobar el amperaje. Ajustar la distancia entre rejillas siguiendo las indicaciones descritas en la falla numero 2.</p> <p>Comprobar en los indicadores de temperatura. Ajustar con los termostatos colocando el punto de control para mayor temperatura.</p>
5. Alto nivel de agua en el tratador.	<p>a. Controlador de nivel no envía señal.</p> <p>b. La válvula neumática de desalojo de agua no actúa.</p>	<p>Revisar el sensor por conductividad. Comprobar su operación.</p> <p>Revisar las conexiones de aire, repararlas si están rotas u obstruidas. Revisar mecánicamente la válvula destapándola. Durante la revisión las válvulas de bloqueo de la válvula neumática deben estar cerradas y el agua se debe desalojar por la línea de derivación.</p>
6. Alto nivel de crudo en el tratador	La válvula neumática de desalojo de crudo no actúa.	Revisar suministro de aire al controlador de nivel y a la válvula. Comprobar que las válvulas de bloqueo sobre la línea estén abiertas.
7. Alta presión en el tratador.	Válvula de regulación en línea de gas no actúa.	Bajar la presión a través de la línea de derivación en sistemas de gas y revisar el ajuste de control de la válvula de desalojo.
8. Alto flujo de entrada de crudo en el tratador.	Recirculación de crudo del tanque de crudo sucio.	Cuando la recirculación es alta el tratador se desbalancea, alto amperaje entre rejillas , baja temperatura en el tratador y alta presión. En necesario aumentar la distancia entre rejillas e incrementar la temperatura y si el nivel se aumenta, es necesario disminuir la recirculación o cortarla.

## **4. SELECCION**

El sistema de tratamiento de crudo, es una etapa intermedia entre la extracción y el almacenamiento.

El volumen de crudo tratado depende de una eficiente explotación de los pozos, y fundamentalmente de la calidad del método de recobro empleado.

El sistema tiene una relación directa con los pozos productores de crudo ya que la operación continua del sistema de tratamiento de crudo permite una producción de crudo dentro de las especificaciones requeridas, que es bajo contenido de BS&W y de sal.

El tratamiento adecuado del crudo hace posible la transferencia hacia la estación de bombeo y por consiguiente el envío por el oleoducto a los centros de refinación, de ahí la gran importancia de que cuando llegue la emulsión a los tratadores la selección de este equipo sea la más adecuada.

Las características y especificaciones del crudo son de vital importancia. El comprador establece los parámetros para su recibo, las desviaciones en estas especificaciones afectan los procesos de refinación y por ello no es recibido por el comprador.

### **4.1 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCION**

En la selección de un tratador óptimo para un crudo específico, deben considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, los factores que se tienen en cuenta son:

Contenido de agua y sedimentos en el crudo (BS&W).

Contenido de sal.

Gravedad específica del crudo (API).

Volúmenes de fluidos a tratar.

Tendencias a la depositación de sólidos.

Para esta selección el porcentaje de BS&W mayor del 1% requiere el uso de un tratador termoelectrostático debido a que la emulsión posee mayor grado de estabilidad lo que impide que las gotas de agua se acerquen lo suficiente como para que las fuerzas intermoleculares de atracción del sistema agua-agua tengan la suficiente fuerza para poder aglutinarse.

Cuando el porcentaje de BS&W es menor del 1% se analiza el contenido de sal debido a que la desalinización se relaciona con la extracción de las partículas estabilizadoras, así pues si el contenido de sal es mayor de 50 Ptb se debe seleccionar un tratador termoelectrostático, ya que este cuenta con un campo eléctrico que es una herramienta muy poderosa para romper la resistencia de las películas estabilizadoras.

Por el contrario cuando el contenido de sal es menor de 50 Lbs/MBIs se debe analizar la gravedad API ya que a menor gravedad la viscosidad del petróleo es mayor; un petróleo con alta viscosidad es decir, que fluye lentamente, mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja, por mantener gotas más grandes y por ser mas lenta la velocidad con que se precipitan, un petróleo de viscosidad alta requiere mas tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y se precipiten, por lo tanto entre más alta sea la viscosidad mas estable será la emulsión de ahí cuando la gravedad API sea menor de 20° el tratador que se debe seleccionar debe ser termoelectrostático, de lo contrario se seleccionará un tratador térmico.

Si la selección es un tratador térmico procedemos a analizar si este va a ser horizontal o vertical, para llevar a cabo esta selección partimos del volumen de líquido a tratar.

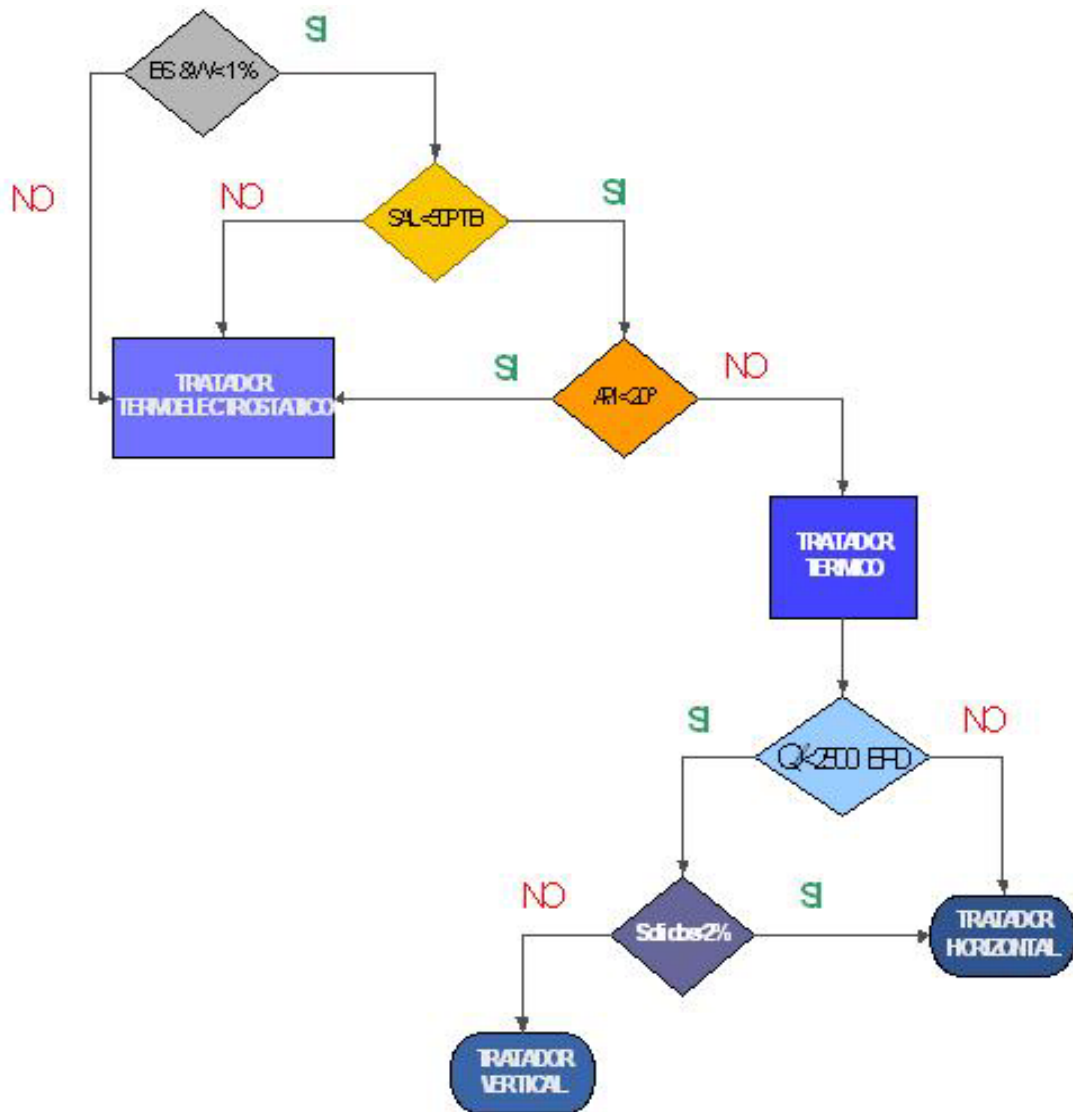
Si este volumen es mayor de 2500 BPD el tratador siempre debe ser horizontal, ya que diseñar un tratador vertical para altos volúmenes de fluido genera un sobredimensionamiento en su altura y como consecuencia no sería viable su fabricación e instalación.

Por el contrario si el volumen de fluido es menor de 2500 BPD se analiza la tendencia a la depositación de sólidos teniendo en cuenta que las partículas sólidas tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos, provocando taponamiento en las corrientes de alimentación e interferencia en los controles de nivel, así mismo incrementándose el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión, disminuyendo la eficiencia del tratador.

Por estas razones cuando la tendencia a la depositación de sólidos sea mayor del 2% se debe seleccionar un tratador vertical ya que la velocidad de asentamiento gravitacional será mayor y la instalación de un sistema de lavado de sólidos será más eficiente.

En la figura 33 se presenta un diagrama de flujo donde se resumen los criterios de selección antes mencionados para la correcta selección del tratador.

Figura 33. Diagrama de Flujo Para la Selección del Tratador



Fuente: El Autor

Además de los factores antes mencionados para la selección del sistema de tratamiento, los cuales a su vez permiten escoger los tratadores electrostáticos en aquellos casos donde las emulsiones esperadas son de alta estabilidad, se deben tener en cuenta algunos parámetros básicos asociados a la acción del campo electrostático. Entre estos factores se cuentan:

- Temperatura de separación.
- Factor de carga (barriles de crudo tratado por día/área de rejilla electrostática), el cual define el tiempo de retención del crudo como la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Voltaje o diferencia de potencial requerida por unidad de longitud de separación de rejillas.
- Factor de velocidad de sedimentación (el cual relaciona las propiedades físicas del crudo y el agua, y representan la fuerza impulsora de la separación gravitacional).

## **4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRATADORES TÉRMICOS**

### **4.2.1 Ventajas.**

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión en un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.

- Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

#### **4.2.2 Desventajas.**

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas, esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

### **4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRATADORES TERMOELECTROSTÁTICOS**

**4.3.1 Ventajas.** Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por debajo que la que requieren los tratadores calentadores.

- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

**4.3.2 Desventajas.** Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

**4.3.3 Usos de los tratadores termoelectrostáticos.** Los tratadores termoelectrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se obtuvo una herramienta valiosa basada en un diagrama de flujo para la selección adecuada del tipo de tratador para la separación de crudos emulsionados, fundamentándose en la teoría de la formación de emulsiones, su grado de estabilidad, sus fases y criterios como BS&W, contenido de sal, gravedad API, caudales de fluidos y porcentaje de sólidos.
- Como resultado de este estudio se generó un manual práctico para diseñar tratadores, utilizando los mínimos requerimientos en cuanto a material, diseño, fabricación y pruebas en configuraciones verticales y horizontales basados en la norma API (American Petroleum Institute) Spec 12L, en la cual se recopilan los códigos, especificaciones y prácticas recomendadas de la industria. Este manual reúne criterios importantes de operación y mantenimiento, describiendo cada una de las partes que conforman el tratador y sus respectivas funciones, creando así una herramienta práctica que optimiza las habilidades del personal que labora en los campos de producción para reducir los costos en la operación y las rutinas de mantenimiento.
- Se describen los procedimientos en operación normal, en caso de presentarse fallas comunes y en condiciones críticas o de emergencia, para controlar adecuadamente las variables que afectan los procesos relacionados con el tratamiento de las emulsiones en los tratadores térmicos y termoelectrostáticos, esto incluye la operación del sistema de control con todos sus elementos y los servicios asociados como aire, agua, vapor y corriente eléctrica.

- Se establecen las rutinas de inspecciones diarias, semanales, mensuales y anuales para verificar el correcto funcionamiento de las partes y elementos que conforman el equipo y con ello detectar posibles anomalías que se estén presentando y realizar el mantenimiento preventivo correspondiente para evitar paradas inesperadas del equipo que pueden afectar ostensiblemente el proceso de tratamiento y reducir la eficiencia y confiabilidad del equipo.
- Se debe considerar el análisis hecho de los criterios a tener en cuenta para la correcta selección del tratador y con base en el diagrama de flujo construido es recomendable crear un software que permita seleccionar en forma ágil y eficaz el tratador requerido en un proceso de tratamiento a partir de las características del crudo y las condiciones de producción del campo
- Es conveniente integrar la información obtenida en este estudio con el objeto de realizar una selección correcta del proceso global de tratamiento, tomando como base las características y condiciones del crudo producido, buscando siempre que el producto a la salida del tratamiento cumpla con las condiciones mínimas para ser transportado, refinado y/o comercializado.

## BIBLIOGRAFIA

API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

ARNOLD, KEN. Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company, Houston, Texas; 1986.

BURRIS D.R. Dual polarity oil dehydration. Petroleum Engineer, August, pp. 31-36 (1977).

GARY W. Sams. And MOSHEN Zaouk, The Practiced Art of Emulsion Resolution in Electrostatic Processes, Paper Natco, 1999.

<http://www.fre-flooil.com/products.html>

[http://www.txunidosnet/oil\\_and\\_gas.html](http://www.txunidosnet/oil_and_gas.html)

KOKAL, Sunil. Crude oil emulsions: A state of the art review. Society of petroleum Engineers. Paper SPE 77497, October 2002.

MECON, Gerardo. "Diseño y montaje de una estación para tratamiento y manejo de crudo". Tesis. 1986. UIS

MOHAMMED R.A, Bailey A.I., Luckham P.F., Taylor S.E. Dewatering of crude oil emulsions. 2. Interfacial properties of the asphaltene constituents of crude oil. Colloids Surf. Ser. A. 80:237-242 (1993).

PAEZ, Ruth. "Operaciones de recolección y tratamiento de fluidos producidos"

RODRÍGUEZ, Rogelio. Emulsiones Asfálticas. Documento Técnico No. 23. México 2001.

SALAGER J.L. Revista Técnica Intevep, 7(12):3-15, (1987a).

Shell. "Oil Handling and Treating Handbook"

Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

VANEGAS, Alfonso y VERA, Gerardo. "Diseño de sistemas de separación y tratamiento en la producción de crudo". Tesis. 1988. UIS.

VILLARREAL, Roxanna. Modelo matemático para la determinación del perfil de presión en líneas de flujo con emulsiones, pag 17-29, Tesis uis 2006.

[www.amrprocess.com/oil%20dehydration.htm](http://www.amrprocess.com/oil%20dehydration.htm)

[www.natcogroup.com](http://www.natcogroup.com)

[www.prosep.com/sub\\_products/crude\\_treatment.html](http://www.prosep.com/sub_products/crude_treatment.html)

[www.sivalls.com](http://www.sivalls.com)

## **ANEXOS**

## **ANEXO A: CONSIDERACIONES EN LOS PROCESOS**

### **A.1 Separación de gas**

Tanto para tratadores horizontales como verticales la parte de la separación de gas tiene que ser adecuada para el diseño de las condiciones de flujo.

Los extractores de niebla pueden ser utilizados en las salidas de las conexiones de gas cuando la zona de separación de gas está muy cargada o cuando falla.

La ayuda a estos procesos de separación de gas están contenidas en el API Spec 12J.

### **A.2 Calentamiento**

Para un rompimiento efectivo de la emulsión se recomienda generalmente que la viscosidad del aceite en la sección de coalescencia del tratador no exceda los 150 Saybolts Seconds (SSU).

El calentamiento de la emulsión con dos o más quemadores puede ser requerido para mantener estos límites de viscosidad. También se puede requerir calor para eliminar cera o bitumen, así como problemas de partículas que podrían tender a acumularse e la interfase. El tratamiento de temperatura requerido puede oscilar entre 100 y 250°F, dependiendo de los factores mencionados previamente.

El calor cargado es calculado suponiendo que el contenido en la emulsión de agua no excede el 20% del crudo a tratar. Una cubierta alrededor del quemador es útil para minimizar el calor cargado para el agua libre, que puede ser manejada sin calor. El máximo flujo de calor permitido a través del quemador es de 10000

btu/hr/ft<sup>2</sup> para cualquier diseño. Si el intercambiador de calor se emplea y se está manteniendo para recuperar calor del aceite tratado en el alimento de la emulsión, una reducción apropiada del combustible podría ser realizada.

### **A.3 Coalescencia**

La emulsión calentada es llevada a la zona de coalescencia para la etapa final de la separación del agua. Debe existir una buena configuración entre baffles y platos de los tratadores verticales y horizontales para mejorar el proceso de separación. El tiempo promedio de residencia en la zona de aceite es de entre 30 y 100 minutos. El tiempo de residencia en la zona de agua oscila entre 15 y 30 min.

En aquellas camas de paja empleadas para la coalescencia, la velocidad máxima diseñada varía entre 7 y 40 BPD/ft<sup>2</sup> para tratadores verticales; y entre 17 y 120 BPD/ft<sup>2</sup> para tratadores horizontales.

### **A.4 Inyección de Químicos**

La inyección de químicos en la corriente de alimento de la emulsión puede ser muy útil para mejorar el proceso de coalescencia y alcanzar los límites específicos de BS&W. La selección del desemulsificante químico y las tasas de inyección del mismo están generalmente basadas en la experiencia de campo o en la ayuda de especialistas en química.

## **ANEXO B: PAUTAS PARA EL DISEÑO DE LA ESTRUCTURA**

**B.1** Los sillines para los caparazones horizontales, y los soportes skirt/base ring para los caparazones verticales deberían ser diseñados de manera que ninguna tensión excesiva se aplique al caparazón. Algunas pautas útiles para ello, se encuentran en la Sección VII, División 1, del Código ASME para Vasijas de Presión y Calderas. Se ha de tener especial cuidado con los ángulos de las piernas de soporte del caparazón, porque se podría generar un sobreesfuerzo en el mismo. Los sillines o piernas de soporte tienen que ser los adecuados, para que soporten el montaje bajo condiciones normales de operación del tratador.

**B.2** Los tratadores equipados con aislamientos deben también estar equipados con dos agarraderas de elevación a menos que las rampas de soporte vengan con las agarraderas. Cada una de ellas debe diseñarse con una tensión de fatiga igual a las 2/3 partes de la mínima tensión a la cedencia, con un factor de seguridad de 2:1 basado en el peso que cada una de las agarraderas o asas debe levantar. Un ángulo máximo de elevación de 30° con la vertical debe ser asumido. Se debe investigar el efecto de las asa en el caparazón y se deben hacer refuerzos en ellas, si se concluye que sea necesario. Muchos fabricantes emplean sistemas de elevación por componentes, pero no resultan muy prácticos a la hora de elevar todo el montaje completo.

**B.3** Las fuerzas que ejercen el viento sobre la chimenea pueden causar diferentes comportamientos en la placa que cubre la chimenea, por lo que se recomienda sean analizadas.

**B.4** No más de dos sillines deben utilizarse en un caparazón cilíndrico.

**B.5** EL quemador puede llegar a ser boyante (estar en flotación) cuando está sumergido en el área e baño del tratador y puede llegar a necesitar una restricción de flotación.

## **ANEXO C: EFICIENCIA DE LA COMBUSTIÓN**

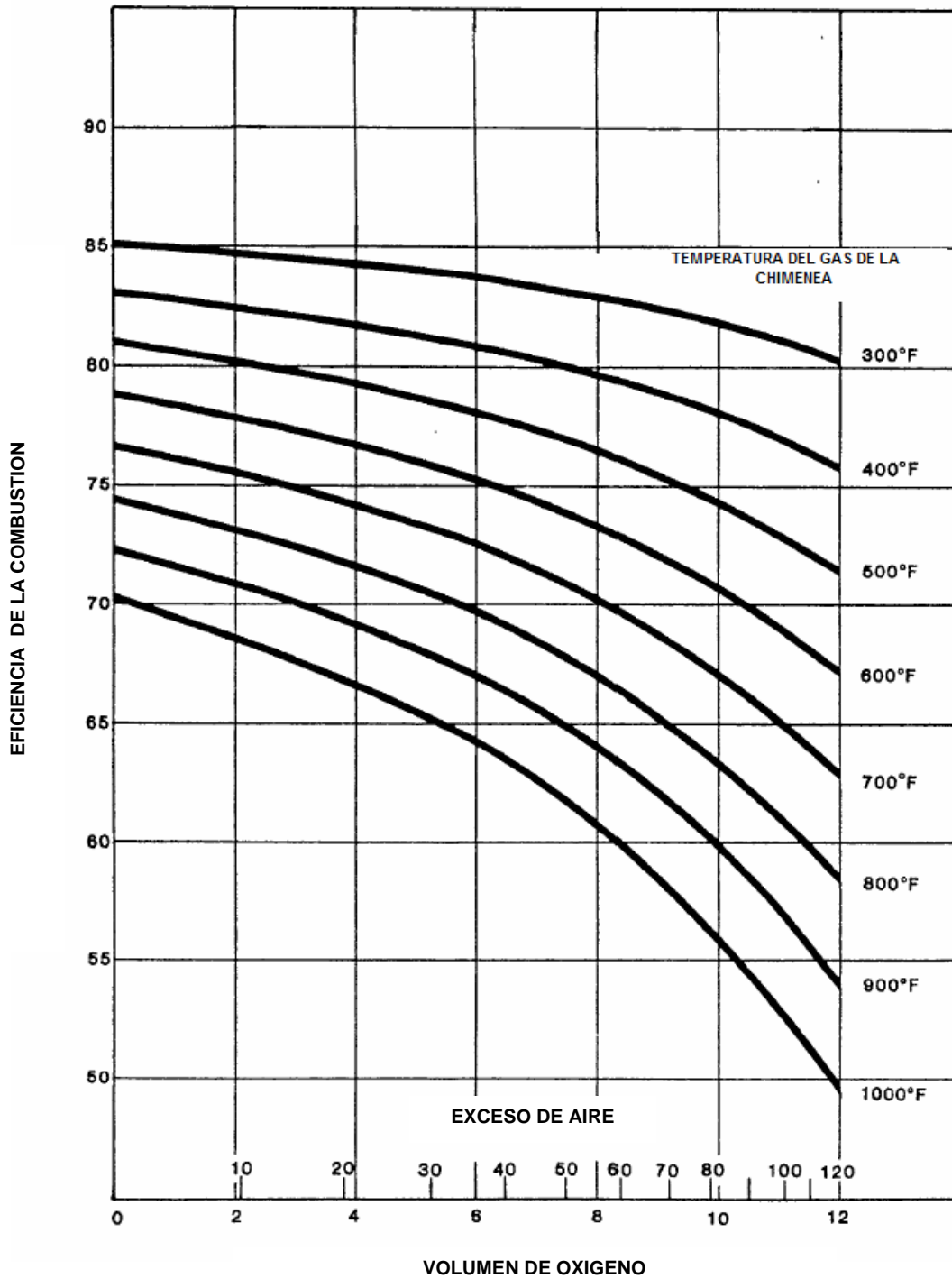
**C.1** La apropiada operación de cualquier tratador depende de la eficiencia del proceso de quema y del adecuado diseño del quemador y está comúnmente expresada como la eficiencia de combustión. Un buen proceso de quemado depende del ajuste apropiado de la presión del gas combustible, aire primario y secundario y del tamaño del orificio del gas. Un buen diseño del quemador varía con el flujo de calor, la densidad de calor, la temperatura y la generación de la llama.

**C.2** El comportamiento del tratador puede ser fácilmente estudiado a partir del análisis de temperatura del gas del cañón obtenida desde la base de la chimenea. La Fig. C.1 es una carta bastante precisa para estimar la eficiencia de la combustión en el tratador, y está basada en el contenido de Oxígeno residual y en la temperatura de salida de la chimenea, empleando un gas combustible rico en metano con una HHV de aproximadamente 1050 BTU/ft<sup>2</sup>. Esta carta asume que el nivel de gas combustible residual está por debajo del 0.1%, el cual es el máximo nivel permisible para una operación eficiente y segura.

### **C.3 Temperatura Mínima del Gas en la Chimenea**

Si un gas con sulfuro está libre y es usado en chimeneas sin aislamiento, se debe mantener una temperatura del gas combustible por encima de 250 °F para evitar que se de la corrosión en las paredes internas de la chimenea. Si el sulfuro está presente en el gas combustible, la mínima temperatura a la que se debe mantener debe estar en el rango entre 300 y 400 °F para un rango de contenido de componente sulfuro de entre 0.05 y 1.0 de porcentaje en volumen en el gas combustible. El rango de temperaturas de entre 300 y 400°F se podría reducir severamente 50°F en chimeneas aisladas.

Figura C.1. Eficiencia de la combustión del gas natural en el tratamiento de emulsiones  
(1050 BTU/SCF, HHV)



FUENTE: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

#### C.4 Ejemplo de Cálculos

Determinar el combustible que se consume en un tratador con una rata en el quemador de 250000 btu/hr. Gas natural con HHV de 1050 btu/scf, y opera con humo 4% en vol de oxígeno residual y una temperatura del gas en chimenea de 900°F.

De la Fig. C-1 se lee la siguiente información:

- a. 4% en volumen de oxígeno en humo, corresponde a un exceso de aire para combustión de aproximadamente 22.5%
- b. La eficiencia de la combustión es de 69%, para una rata de gas de 1050 btu/scf

Consumo de gas combustible=  $250000 \text{ (btu/hr)} / 0.69 \cdot 1050 \text{ (eff. Btu/scf)} = 345 \text{ SCFH}$

## **ANEXO D: LISTA DE CONTROLES Y ACCESORIOS**

1. Válvulas de drenaje.
2. Controlador de temperatura de la emulsión.
3. Sifón externo de agua.
4. Parallamas (Filtro o capturador de llama).
5. Válvula de Control del gas combustible.
6. Válvula manual de gas combustible.
7. Regulador de Presión del gas combustible.
8. Rociador o propagador de gas combustible.
9. Válvula de cierre de gas combustible.
10. Filtro de gas combustible.
11. Puertas de cristal con válvulas aisladas.
12. Válvula trasera de presión del gas.
13. Intercambiador de calor.
14. Válvula de cierre de combustible por alta temperatura de la emulsión.
15. Escalera y plataforma de tratadores horizontales.
16. Válvulas de descarga de líquidos.
17. Cierre del quemador por bajo nivel.
18. Controlador de nivel de aceite de flotación interna.
19. Válvula Piloto manual de gas.
20. Regulador piloto de presión de gas.
21. Calibrador de presión para válvulas independientes.
22. Válvula de alivio de Presión.
23. Termómetro y termopozo en la zona de calentamiento de la emulsión.
24. Controlador de la interfase de agua de flotación interna.

## ANEXO E: INFORMACIÓN DE DISEÑO DEL TRATADOR

Formas para llenar (dos hojas)

FIELD NAME AND LOCATION \_\_\_\_\_

### DESIGN CONDITIONS

OIL RATE \_\_\_\_\_ BBLs/Hr. OIL GRAVITY \_\_\_\_\_ °API

OIL VISCOSITY SSU \_\_\_\_\_ @ \_\_\_\_\_ °F \_\_\_\_\_ @ \_\_\_\_\_ °F \_\_\_\_\_ @ \_\_\_\_\_ °F

POUR POINT \_\_\_\_\_ °F

WATER RATE \_\_\_\_\_ BBLs/Hr., WATER SPECIFIC GRAVITY \_\_\_\_\_

GAS RATE \_\_\_\_\_ SCF/Hr., GAS SPECIFIC GRAVITY \_\_\_\_\_

SAND, SALT OR SOLIDS PRESENT: Describe \_\_\_\_\_

GAS/OIL RATIO (GOR) AVERAGE \_\_\_\_\_ SCF/BBL

PERCENT H<sub>2</sub>S \_\_\_\_\_ % PERCENT CO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ %

SURGING OR INSTANTANEOUS FLOW: Describe \_\_\_\_\_

FOAMING OR PARAFFIN (If present, Describe.) \_\_\_\_\_

RECIRCULATING RATE (IF ANY) \_\_\_\_\_

PRODUCTION TEMPERATURE TO TREATER \_\_\_\_\_ °F

ESTIMATED TREATING TEMPERATURE (IF KNOWN) \_\_\_\_\_ °F

OPERATING PRESSURE REQUIRED \_\_\_\_\_ PSIG

DESIGN PRESSURE \_\_\_\_\_ PSIG. (NORMAL IS 50 PSIG)

DESIGN TEMPERATURE °F \_\_\_\_\_ MAX \_\_\_\_\_ MIN

REQUIRED BS&W OF OUTLET OIL \_\_\_\_\_ %

FUEL SOURCE \_\_\_\_\_ HIGH HEATING VALUE (HHV) \_\_\_\_\_ BTU/SCF, BTU/Lb

FUEL SUPPLY PRESSURE \_\_\_\_\_ PSIG

DISPOSITION OF EFFLUENT WATER: (Describe) \_\_\_\_\_

FIRETUBE MINIMUM THICKNESS: \_\_\_\_\_ IF GREATER THAN STANDARD

**OPTIONAL REQUIREMENTS**

VERTICAL OR HORIZONTAL (PREFERENCE) \_\_\_\_\_

TYPE COALESCING: HAY SECTION, ELECTRIC, PLATES \_\_\_\_\_

SKID MOUNTED (HORIZONTAL) \_\_\_\_\_ YES \_\_\_\_\_ NO \_\_\_\_\_

LIFTING LUGS \_\_\_\_\_ STACK FLAME ARRESTOR \_\_\_\_\_

STACK DOWN-DRAFT DIVERTER \_\_\_\_\_

CORROSION ALLOWANCE: Pressure Parts \_\_\_\_\_, Non-Pressure Parts \_\_\_\_\_,

Firetube \_\_\_\_\_

SEAL WELDING: Internal \_\_\_\_\_, External \_\_\_\_\_

FLAME ARRESTOR \_\_\_\_\_

STACK GAS/TEMPERATURE CONNECTION \_\_\_\_\_

SAMPLE COCKS IN LIEU OF GAGE GLASS \_\_\_\_\_

SPECIAL PAINT OR COATING: INTERNAL: \_\_\_\_\_

EXTERNAL: \_\_\_\_\_

FIRETUBE: \_\_\_\_\_

STACK: \_\_\_\_\_

FUEL GAS SCRUBBER: \_\_\_\_\_ YES/NO. INTERNAL FLOAT SHUTOFF: \_\_\_\_\_ YES/NO

VALVES & CONTROLS: MFG. STANDARD \_\_\_\_\_, OTHERS \_\_\_\_\_

PILOT IGNITER \_\_\_\_\_ YES/NO. FLAME DETECTOR/SHUTDOWN \_\_\_\_\_ YES/NO

ANODE CONNECTIONS: \_\_\_\_\_ YES/NO \_\_\_\_\_ QTY \_\_\_\_\_ SIZE \_\_\_\_\_ TYPE

INTERFACE DRAINS: \_\_\_\_\_ SAND JETS (Manual/Auto) \_\_\_\_\_ SAND PAN \_\_\_\_\_

SPACE/HEIGHT LIMITATIONS OR SIZE PREFERENCE \_\_\_\_\_

HEAT EFFICIENCY OPTIONS:

a. BURNER STACK DRAFT CONTROLLER \_\_\_\_\_

b. FLUE GAS ECONOMIZER \_\_\_\_\_

c. HEAT EXCHANGER \_\_\_\_\_ TYPE \_\_\_\_\_

d. INSULATION: SPECIFY \_\_\_\_\_

e. TURBOLATOR: \_\_\_\_\_

f. OTHERS \_\_\_\_\_

COMMENTS: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## **ANEXO F. DESCRIPCION ESPECIFICA DE LOS TRATADORES TERMoeLECTROSTATICOS**

### **F.1 Componentes externos.**

Los componentes externos de un tratador termoelectrostático son los aparentes, los que están a la vista. Ubicados alrededor del tratador, estos cumplen varios propósitos a medida que el proceso de tratamiento tiene lugar dentro del tanque.

- **Hornos.**

Los hornos contienen gas incinerador que provee al tratador con una fuente de calor. La mayoría de los tratadores electrostáticos tiene dos o tres hornos.

- **Chimeneas.**

Las chimeneas son cilindros de metal a través de los cuales los gases escapan después de fluir a través de los tubos de fuego.

- **Termómetro.**

El termómetro indica la temperatura a la cual la emulsión está siendo tratada.

- **Termopozo.**

Provee un lugar para la sonda del termostato, la cual permite mantener la temperatura deseada dentro del tanque.

- **Línea o tubería de entrada.**

Conducto a través del cual los fluidos entran al tratador.

- **Equilibrador de gas.**

Este tubo permite que la presión del gas se iguale o empareje entre las secciones internas del tratador.

- **Salida del gas.**

El gas abandona el tratador y pasa a la línea de salida del gas de este conducto. Algunos tratadores tienen un domo o bóveda diseñada para eliminar cualquier partícula que haya sido arrastrada a la corriente de gas antes de que esta abandone el tanque.

- **Válvula de contrapresión de gas.**

Esta válvula, ubicada en el punto de salida del gas, mantiene suficiente presión en el tanque como para permitir la eliminación de líquidos.

- **Dispositivo de seguridad.**

Puede ser una válvula de alivio, un disco de ruptura, o ambos. Están diseñados para reventarse si demasiada presión se acumula en el tratador.

- **Línea compensadora de gas.**

Algunos tratadores pueden tener este conducto con un regulador para mantener la presión operante apropiada en la unidad.

- **Salida de agua libre.**

El agua libre, el cual se ha sedimentado al separarse de la emulsión, abandona la unidad a través de esta línea de salida ubicada en el fondo del tratador.

- **Control de nivel del agua libre.**

Este dispositivo mantiene el nivel de agua libre en el tratador.

- **Válvula de eliminación de agua libre.**

Esta válvula esta ubicada en la línea de salida de agua libre y permite a esta abandonar el tanque.

- **Salida de crudo.**

El crudo abandona el tratador y entra a la línea de salida a través de esta.

- **Válvula de eliminación del crudo.**

Está ubicada en el conducto de salida del crudo y permite que el crudo limpio abandone el tratador.

- **Salida de agua tratada.**

El agua tratada, el cual se ha sedimentado al separarse del crudo, abandona la unidad a través de esta salida ubicada en el fondo del tratador.

- **Válvula de eliminación de agua tratada.**

Está ubicada en la línea de salida del agua tratada y permite que esta salga del tanque.

- **Control de nivel de agua tratada.**

Este dispositivo mantiene el nivel de agua tratada en el tanque.

- **Drenaje.**

En el fondo del tratador hay drenajes para vaciar el tanque para realizar reparaciones o para la eliminación de sólidos acumulados, como por ejemplo arenas, arcillas, etc.

- **Transformador.**

Aumenta el voltaje de la corriente que entra para crear un campo electrostático de alto voltaje.

- **Mirillas de vidrio.**

Permiten al bombeador ver los niveles del área de contacto del agua y el crudo en el tratador, y lo ayudan a determinar los niveles de fluidos anormales.

- **Líneas suplidoras de gas / aire.**

Proveen gas o aire comprimido a los niveles de control para que se puedan operar con propiedad. Estas líneas usualmente contienen un regulador, un colector de

gotas y un filtro para ayudar a suplir gas seco y limpio o aire comprimido a los controles de nivel.

## **F.2 Secciones internas.**

Las secciones internas están ordenadas de la siguiente manera, partiendo de los hornos hasta el lugar opuesto del tratador:

Sección de entrada

Sección de inundación

Sección de tratamiento

### **F.2.1 Sección de Entrada.**

Es la primera sección que recibe la emulsión y la cual tiene dos propósitos. El gas arrastrado hasta allí se separa y abandona el tratador a través de su salida respectiva, evitando así causar agitación a la emulsión mas tarde. También, el agua libre que se ha separado al entrar al tratador, después de ser calentada por los tubos de fuego, cae al fondo del tanque de donde es drenada hacia el exterior de la unidad.

- **Deflector.**

Separa el área de separación de gas del área de calentamiento en la sección de entrada. Ayuda a dirigir la emulsión entrante hacia el fondo del tratador.

- **Bajante en forma de u.**

Cubre los tubos de fuego en el área de separación de gas. Dirige la emulsión entrante hacia el fondo del tratador.

- **Lavador de agua.**

En esta área de la sección de entrada, la emulsión libera agua libre. El lavado del agua es el proceso en el cual las gotas de agua más grandes se combinan entre sí con otras más pequeñas para sedimentarse y ser eliminadas.

- **Dispensador de flujo.**

Dispersa la emulsión a todo lo largo de los tubos de fuego para asegurar el máximo uso del área de calentamiento, usando toda la superficie de estos tubos.

- **Tubos de fuego o Quemadores.**

Los tubos de fuego proveen calor a la emulsión causando la disminución de la viscosidad del crudo, para que las gotas de agua se puedan sedimentar.

- **Dique.**

Es una estructura similar a una represa sobre la cual pasa la emulsión proveniente de la sección de entrada, para luego fluir hacia la sección de inundación.

## **F.2.2 Sección de inundación.**

Es la sección media y sirve para mantener la sección de tratamiento completamente llena de líquido, sin gas en la parte superior.

- **Tubo distribuidor de crudo limpio.**

Este tubo conecta al cabezal colector de crudo limpio con la salida de crudo ubicada cerca al fondo de la sección de inundación. Algunas unidades no tienen tubo distribuidor y el crudo es removido a través de la parte superior del tratador

### **F.2.3 Sección de tratamiento.**

Lugar donde ocurre el tratamiento final y la sedimentación de la emulsión.

- **Dispensador de flujo.**

Recibe la emulsión de la sección de inundación y la dispersa a lo largo de la sección de tratamiento para asegurar su distribución uniforme sobre las rejillas eléctricas.

- **Rejillas eléctricas.**

Son un par de rejillas hechas de varillas de acero. La más baja esta cargada eléctricamente, mientras que la más alta esta adherida a las paredes del tanque. Las rejillas están suspendidas en el casco del tanque con barras colgantes aisladas.

- **Cabezal colector de crudo limpio.**

Este cabezal corre horizontalmente a través de la parte superior de la sección de tratamiento y es usado para desnatar el crudo limpio del tanque.

#### **F.2.4. Dispositivos de observación, vigilancia y seguridad.**

Para operar con propiedad y seguridad, cada tratador esta equipado con dispositivos de observación y seguridad.

- **Parallamas.**

Ubicados al frente de los hornos. Poseen una serie de vetas de aluminio, bien cerca la una de la otra, para que el calor generado por los hornos se disperse en el aire, y evitar que se forme un fuego en la parte exterior del tanque.

- **Depurador del gas combustible.**

Previene que los líquidos lleguen hasta los incineradores con el gas combustible. Si el depurador se llena de líquido, se eleva un flotador que cierra la válvula la cual impide que el gas llegue a los incineradores, previniendo la posibilidad de un incendio. El depurador tiene una válvula de drenaje que debe ser abierta todos los días por el bombeador para drenar los líquidos que se hayan colectado allí.

- **Válvula de alivio y seguridad.**

La válvula de alivio y seguridad es un dispositivo de alivio que se abre para aliviar la presión excesiva dentro de un tanque o tubería. También se conoce con el nombre de válvula de seguridad con resorte o de disparo.

- **Disco de ruptura.**

Es un dispositivo a prueba de fallas que se revienta por sí mismo a una presión predeterminada. Esta predeterminación se establece usualmente a la máxima presión operante de seguridad del tratador, o por debajo de esta.

- **Las mirillas de vidrio.**

No son dispositivos de seguridad por si mismas, pero contienen características de seguridad dentro de ellas. Es la mejor forma que permite, al bombeador, ver si el tratador esta haciendo un buen trabajo. Si la mirilla se rompe, su dispositivo de seguridad provocara que una bola de acero se sitúe cerrando el flujo. Sin embargo, si la válvula de la mirilla no esta completamente abierta, la bola no se podrá situar.

- **Control de bajo nivel.**

Dispositivo de seguridad instalado en el tratador electrostático para asegurar que los tubos de fuegos estén siempre cubiertos de líquido. Está diseñado para interrumpir el incinerador si el nivel de líquido cae por debajo del nivel deseado. Cuando se cierran los incineradores, se impide que los tubos de fuego se recalienten lo cual crearía falla en los tubos de riegos de seguridad.

- **Luz indicadora.**

Localizada en el transformador. Permanece encendida mientras las rejillas eléctricas están funcionando propiamente, a menos que el tratador pierda la energía.

- **Voltímetro.**

Mide el voltaje de la electricidad que entra al tratador. Su lectura debe ser de 220 a 440 voltios AC durante operaciones normales, dependiendo de la fuente de energía. El voltaje puede cambiar según el país.

- **Cortacircuito.**

Ubicado entre la fuente de energía y el transformador, protege al transformador de incrementos repentinos de energía.

- **Amperímetro.**

Algunos tratadores electrostáticos tienen un amperímetro para medir la potencia de la corriente eléctrica a través de las rejillas.

## ANEXO G: EJEMPLOS DE DISEÑO

### Ejemplo Diseño de un Tratador Horizontal

Diseñar un tratador horizontal dados los siguientes datos:

Gravedad del aceite = 30° API,

$S_{go} = 0,875$

Flujo de aceite = 5.000 bpd

Temperatura de Entrada del aceite = 80° F

$SG_w = 1,04$

#### Solución:

- Ecuación de asentamiento.

Investigar tratamiento a 120° F, 140° F y 160° F como se indica en la Tabla G.1.

Tabla G.1. Resultados tabulados del Ejemplo 2.3

Temperatura Tratamiento (°F)	120	140	160
$\Delta SG$	0,165	0,165	0,165
$U_o$ (Figura 18), cp	9	6	4,5
$D_m$ (Figura 19), micrones	110	155	185
$D_i L_f$ (ecuación 3.1)	9,875	3,314	1,745

Se representa gráficamente  $D_i$  vs.  $L_f$  (figura 18) para las diferentes temperaturas usando valores de  $D_i$ ,  $L_f$  más conocidos. Usar ecuación 2.1.

- Ecuación de tiempo de retención.

Se representa gráficamente  $D_i$  vs.  $L_f$  con tiempos de retención menores de 20 minutos Figura X. Usando la ecuación 2.3 para la ecuación tomamos:

$$Tr = 20 \text{ minutos}$$

$$(D_i)^2 L_f = 20(5.000) / 1,05 = 95,238$$

El área inferior de la Figura X representa combinaciones de  $D_i$  y  $L_f$  con tiempos de retención menores de 20 minutos.

- Calor requerido.

De la ecuación 2.6:

$$q = 15(5.000) (\Delta t) [(0,5) (0,876) + 0,1]$$

$$q = 43.040 (\Delta t)$$

Substituyendo la temperatura de tratamiento de 160, 140 y 120° F y con la temperatura inicial de 80° F hallamos los valores para q:

$$q_1 = 3,44 \text{ MM BTU/h}$$

$$q_2 = 2,58 \text{ MM BTU/h}$$

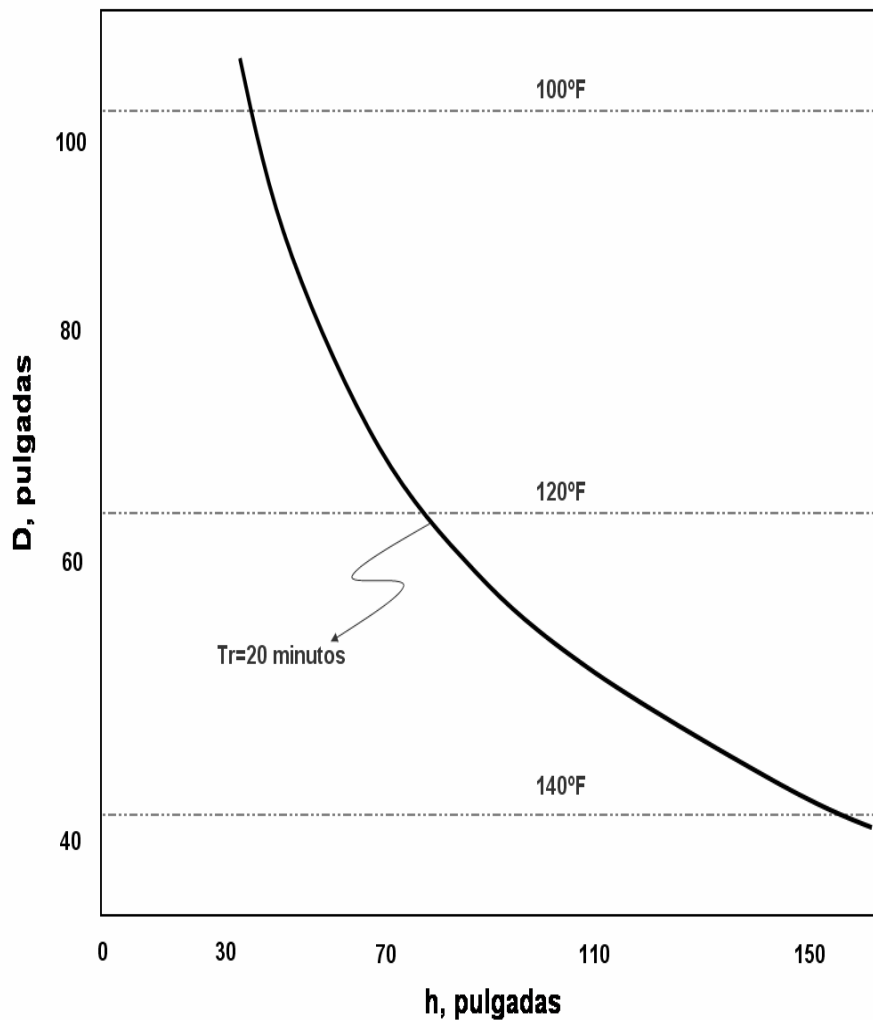
$$q_3 = 1,72 \text{ MM BTU/h}$$

- Selección.

Escogemos cualquier combinación de  $D_i$  y  $L_f$  que no esté en el área inferior. Leemos a la correspondiente temperatura de tratamiento.

Una solución económica puede ser 120 pulg de diámetro de tratador con 20 pies de sección de coalescencia y 3,44 MM BTU/h de capacidad del tubo calentador. Dadas las condiciones del diseño empírico el crudo podría ser tratado a 140° F. Se debe dar una capacidad adicional para el quemador, que permita una temperatura hasta de 160° F que puede ser requerida en condiciones de campo.

Figura G1. Solución grafica al Ejemplo 2.3



FUENTE: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil-Handling systems and facilities.

Tabla G.2. Soluciones al Ejemplo 2.3

Temperatura de Tratamiento (°F)	D <sub>i</sub> (pulg)	L <sub>f</sub> (pies)	Calor requerido (MM BTU / h)
160	144	12,5	3,44
	120	14,5	
	96	18,5	
140	144	23,5	2,58
	120	27,5	
	96	35	
120	No hay combinaciones Recomendables		1,72

### Ejemplo Diseño de un Tratador Vertical

Diseñar un tratador vertical, dados los siguientes datos:

Gravedad de aceite = 40° API,

S<sub>Go</sub> = 0,825

Tasa de flujo de aceite = 2.000 bpd

Temperatura de entrada del aceite = 90° F

Gravedad específica del agua = 1,04

#### Solución:

- Ecuación de asentamiento.

Investigamos tratamiento a 100, 120, 140° F como se indica en la Tabla G.3.

Tabla G.3. Resultados tabulados del Ejemplo 2.4

Temperatura Tratamiento (°F)	100	120	140
$\Delta SG$	0,215	0,215	0,215
Uo (Figura 18), cp	5,1	3,3	2,4
Dm (Figura 19), micrones	170	220	270
Di Lf (ecuación 2.2)	105	65	45

Se representa gráficamente Di vs. h Figura X para las diferentes temperaturas. Utilizar ecuación 2.2.

- Utilizando ecuación de tiempo de retención.

Se representa gráficamente Di vs. h para tiempo de retención menores de 20 minutos Figura X por medio de la ecuación 2.4.

Tr = 20 minutos

$$(Di)^2 Lf = 20(2.000) / 0,12 = 333.333$$

El área inferior de la Figura X representa combinaciones de Di y h que tiene Tr < 20 minutos.

- Calor requerido.

De la ecuación 2.6 tenemos:

$$q = 16(2.000) (\Delta t) [(0,5) (0,825) + 0,1]$$

$$q = 16.400 \Delta t$$

Utilizando las tres temperaturas y de la entrada hallamos los valores de q.

- Selección.

Escogemos cualquier combinación de  $D_i$  y  $h$  que no esté en el área inferior y leídas a la correspondiente temperatura de tratamiento.

Las soluciones se encuentran en la Tabla G.4.

Un diseño económico podría ser 72 pulg de diámetro de tratador con 65 pulg de altura de la sección de coalescencia y  $q = 0,49$  MM BTU/h de capacidad del quemador.

Teóricamente el crudo puede ser tratado a 115° F. Pero podemos ampliar el rango hasta 120° F que puede ser requerida en condiciones de campo.

Tabla G.4. Soluciones al ejemplo 2.4

Temperatura de Tratamiento (°F)	$D_i$ (pulg)	$h$ (pulg)	Calor requerido (MM BTU / h)
140	45	165	0,82
120	65	80	0,49
100	105	30	0,16

### Ejemplo Diseño de un Tratador Termoelectrostático

Diseñar un tratador Termoelectrostático dados los siguientes datos:

Gravedad del aceite = 26°API,

$\rho_o = 898$  Kg/m<sup>3</sup>

$\rho_w = 1040$  Kg/m<sup>3</sup>

Flujo de aceite = 7500 BPD (0.014 m<sup>3</sup>/s)

Temperatura de entrada = 90°F (32 °C)

1. Se halla la viscosidad del crudo a la entrada del tratador, de la figura 18, entrando con  $T = 90\text{ }^{\circ}\text{F}$  y cortando en  $G = 26^{\circ}\text{API}$ :

Obteniendo que:

$$\mu = 79 \text{ cp } (0.079 \text{ Pa}\cdot\text{s})$$

12. Se halla la velocidad de flujo que manejarían las parrillas.

$$v = 18.5 * 10^{-6} \left( \frac{1040 - 898}{0.079} \right)^{0.6} = 16.5 * 10^{-4} \text{ m/s} \dots\dots DC$$

$$v = 23 * 10^{-6} \left( \frac{1040 - 898}{0.079} \right)^{0.6} = 20.63 * 10^{-4} \text{ m/s} \dots\dots AC$$

$$v = 28 * 10^{-6} \left( \frac{1040 - 898}{0.079} \right)^{0.6} = 25.1 * 10^{-4} \text{ m/s} \dots\dots AC / DC$$

3. Se halla el área óptima de las parrillas.

$$A = \frac{Q_o}{v} = \frac{0.014}{16.5 * 10^{-4}} = 8.48 \text{ m}^2 \dots\dots DC$$

$$A = \frac{Q_o}{v} = \frac{0.014}{20.63 * 10^{-4}} = 6.78 \text{ m}^2 \dots\dots AC$$

$$A = \frac{Q_o}{v} = \frac{0.014}{25.1 * 10^{-4}} = 5.57 \text{ m}^2 \dots\dots AC / DC$$

4. Se determina el tipo de emulsión que se tiene en la entrada al tratador, por medio de la figura 19, entrando por viscosidad del aceite y leyendo el diámetro de las gotas de agua obteniendo que:

$$dm < 100$$

Por lo tanto de la Tabla 5 se determino determinamos que se trabaja con un tipo de emulsión fuerte.

5. Se determina la temperatura del tratamiento con ayuda de la Tabla 6

Escogiendo como temperatura de tratamiento 55 °C.

6. Determinar el calor necesario para aumentar la temperatura con la cual entra el crudo al tratador a la de tratamiento.

$$q = 0.014 * 1.8 * 898 * (55 - 32) =$$
$$q = 520.48 \text{Kj} / s$$

7. Se dimensiona el tratador conociendo los diámetros típicos para tratadores.

Obteniendo que:

Para corriente directa **(DC)**:

Diámetro = 2.25 m , (90")

Longitud total = 6.6 m, (22 ft)

Longitud efectiva = 4.95 m, (16.5 ft)

Para corriente alterna **(AC)**:

Diámetro = 2.1 m , (84")

Longitud total = 5.7 m , (19 ft)

Longitud efectiva = 4.3 m , (14.25 ft)

Para sistema **AC/DC**:

Diámetro = 1.95 m , (78")

Longitud total = 5.05 m , (16.8 ft)

Longitud efectiva = 3.8 m , (12.6 ft)

Para este caso se podría instalar un tratador con las siguientes características.

Unidad AC

Longitud total = 5.7 m, (19 ft)

Diámetro = 2.1 m , (84")

Área de las parrillas = 6.78 m<sup>2</sup> , (75.33 ft<sup>2</sup>)

Transformador de 25 KVA

Tubos de fuego: 520.48 Kj/s

Temperatura de operación = 55 °C , (131 °F)

Potencial Aplicado = 20000 voltios

## **ANEXO H. PAUTAS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD**

### **H.1 Consideraciones**

Las siguientes pautas para el control son recomendadas para el manejo de la corrosión en el tratador y en sus accesorios.

**H.1.1** Líneas que contienen agua en forma líquida y cualquiera de los siguientes gases, pueden llegar a ser corrosivas y es mejor que se consideren estas especificaciones (Prácticas Recomendadas API 14E, NACE MR-01-75):

- a. Oxígeno O<sub>2</sub>
- b. Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>
- c. H<sub>2</sub>S

**H.1.2** Las siguientes pautas no son mandatorias pero podrían usarse para evaluar más intensamente un ambiente corrosivo, con respecto al acero (carbon steels):

#### **a. Oxígeno**

1. Menos de 0.005 ppm en ambientes de salmuera – no corrosivo.
2. Entre 0.005 ppm y 0.025 ppm requiere atención.
3. Más de 0.025 ppm in ambiente salmuera – corrosivo.

#### **b. Dióxido de Carbono**

1. Menos de 600 ppm en ambientes de salmuera – no corrosivo.

2. Entre 600 ppm y 1200 ppm requiere atención.
3. Más de 1200 ppm in ambiente salmuera – corrosivo.

### **c. H<sub>2</sub>S**

1. Ningún límite bajo de contenido de H<sub>2</sub>S ha sido identificado como no corrosivo. Con H<sub>2</sub>S presente, el ambiente debe ser considerado como corrosivo.

2. A la hora de la selección de materiales resistente al Proceso de Ruptura del Sulfuro (SSC), se ha de basar en la NACE Standard MR-01-75 (última edición) “Requerimientos de los Materiales – Materiales Resistentes al Proceso de Cracking del Sulfuro para Equipos en los Campos de Petróleo.

**H.1.3** Algunos de los factores que influyen la corrosión son: temperatura, presión, velocidad del fluido, fatiga del metal y tratamiento con calor, condiciones de la superficie, sólidos y tiempo.

## **H.2 Prácticas Ambientales Corrosivas**

**H.2.1** Si el ambiente merece ser sujeto de los Criterios de la NACE MR-01-75, y todas las precauciones deberían ser seguidas, tanto para las cabezas, como para el caparazón y los accesorios. Es responsabilidad del comprador advertir al fabricante cuando se deban aplicar los requerimientos de NACE para corrosión.

**H.2.2** Si el ambiente es evaluado como corrosivo de acuerdo al punto B.1.2 se recomienda tenga en cuenta estas sugerencias o combinaciones de ellas:

- a. Unas sugerencias en caso de corrosión en las partes están hechas de acuerdo al ASME Sección VIII, División 1.

b. Los efectos de la corrosión pueden ser disgregados y aparecer como ausentes o no visibles en su historial. Sin embargo, se recomienda hacer monitoreos periódicos para detectar posibles nuevas corrosiones.

c. Los efectos de la corrosión se pueden controlar razonablemente, con los recubrimientos internos sobre todas las superficies metálicas expuestas. NACE Standard RP-01-81 y RP-01-78 presentan pautas en cuanto a los recubrimientos de vasijas, incluyendo los tratadores térmicos.

d. Se debe evitar que las aleaciones de cobre del cojinete entren en contacto con el H<sub>2</sub>S a lo largo de todo el recorrido de las corrientes en el proceso.

**H.2.3** Una protección catódica debería ser considerada en el área del agua de los tratadores. Esta protección se da según la ubicación de los ánodos de sacrificio en la vasija y a lo largo de las paredes, y pueden ser también de tipo galvánico o impressed. NACE Estándar RP-05-75 (Última edición), muestra las pautas y la información de estos procesos.