



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Diseño y Principios de Operación de Tratadores de Emulsiones

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Isaac Pérez Melo

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

Lista de figuras	v
Lista de tablas.....	ix
Resumen	xi
Introducción	xiii
Capítulo 1. Emulsiones	1
1.1 Formación de emulsiones	1
1.2 Tipos de emulsiones en aceite crudo.....	2
1.2.1 Según su naturaleza.....	2
1.2.2 Según su estabilidad	4
1.2.3 Según el tiempo.....	4
1.3 Apariencia de las emulsiones	5
1.4 Procesos en la estabilidad de la emulsión	5
1.5 Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones.....	7
1.5.1 Diferencia de densidades	8
1.5.2 Tamaño de las partículas	9
1.5.3 Viscosidad	9
1.5.4 Tensión interfacial	10
1.5.5 Presencia y concentración de agentes emulsionantes	11
1.5.6 Salinidad del agua	11
1.5.7 Añejamiento de la emulsión	12

1.5.8 Agitación	13
1.6 Factores que evitan la coalescencia y acumulación	13
1.7 Inversión de fase	14
Capítulo 2. Tratamiento de emulsiones	17
2.1 Procesos para el tratamiento de emulsiones.	17
2.2 Métodos empleados en el tratamiento de emulsiones	18
2.2.1 Calentamiento	19
2.2.2 Desemulsionantes químicos.....	24
2.2.3 Agitación	29
2.2.4 Placas de coalescencia	31
2.2.5 Coalescencia electrostática	32
2.2.6 Lavado con agua	34
2.2.7 Filtrado.....	35
2.2.8 Asentamiento gravitacional	36
2.2.9 Tiempo de residencia	37
2.2.10 Centrifugación	38
2.2.11 Destilación	39
Capítulo 3. Equipos de tratamiento de emulsiones	43
3.1 Descripción de los equipos de tratamiento de emulsiones	43
3.1.1 Separadores de agua libre	44
3.1.2 Tanques de almacenamiento	47
3.1.3 Tanques de asentamiento o <i>Gunbarrels</i>	47
3.1.4 Tratadores térmicos.....	52

3.1.5 Tratadores electrostáticos	61
Capítulo 4. Subsistemas empleados en el tratamiento de emulsiones ^[6]	65
4.1 Aisladores.	65
4.2 Electroodos.	66
4.3 Sistemas de distribución de líquido.....	67
4.4 Sistemas de seguridad.....	69
4.5 Sistemas de remoción de sólidos.	70
4.6 Artefactos de mezclado.....	76
4.7 Controladores de nivel y medidores.....	79
4.8 Detectores de sedimento básico y agua en el aceite.....	81
Capítulo 5. Aspectos económicos	83
Capítulo 6. Diseño de tratadores de emulsiones	91
6.1 Deducción de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones	91
6.1.1 Ecuación de asentamiento	91
6.1.2 Ecuación de tiempo de residencia.....	93
6.1.3 Ecuación de calor	95
6.2 Resumen de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones	97
6.2.1 Ecuaciones de asentamiento	97
6.2.2 Ecuaciones de tiempo de residencia.....	98
6.2.3 Ecuación de tamaño de gota del agua	99
6.2.4 Ecuación de calor	99
6.2.5 Correlación de viscosidad de aceite (Beggs & Robinson).....	100
6.3 Procedimiento de diseño.....	101

6.4 Ejercicios de diseño de tratadores de emulsiones.....	103
6.4.1 Diseño de tratadores térmicos horizontales	103
6.4.2 Diseño de tratadores térmicos verticales	114
6.5 Análisis de sensibilidad de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones	124
6.5.1 Análisis de sensibilidad para tratadores horizontales.....	124
6.5.2 Análisis de sensibilidad para tratadores verticales.....	127
Conclusiones y Recomendaciones.....	129
Referencias.....	133

Lista de figuras

Figura 1.1 Fotografías de tipos de emulsiones.....	3
Figura 1.2 Sedimentación inversa, acumulación y coalescencia en una emulsión O/W.....	7
Figura 1.3 Diferencia de densidades entre el agua y el aceite.....	8
Figura 1.4 Tamaños de gota de cuatro diferentes emulsiones.....	9
Figura 1.5 Película formada por un agente emulsionante alrededor de una gota de agua.....	11
Figura 1.6 Inversión de fase inducida por velocidad de corte en una emulsión O/W.....	15
Figura 2.1 Relaciones aproximadas de viscosidad vs temperatura para aceite crudo.....	20
Figura 2.2 Relaciones de densidad vs temperatura para tres tipos de aceites crudos.....	22
Figura 2.3 Pérdida de densidad API vs temperatura para un aceite de 33 [°API].....	23
Figura 2.4 Porcentaje de pérdida de volumen vs temperatura para un aceite de 33 [°API].....	24
Figura 2.5 Ejemplo de una prueba de botella.....	28

Figura 2.6 Principio de operación de un SP Pack	30
Figura 2.7 Paquete de placas corrugadas, especiales para la coalescencia de emulsiones de aceite crudo	32
Figura 2.8 Centrifugador de laboratorio	39
Figura 2.9 Sistema típico de destilación flash, para tratar emulsiones de aceite crudo de alta viscosidad	40
Figura 3.1 Separador de agua libre típico	45
Figura 3.2 Separador de agua libre con tubos de fuego en cada extremo.....	46
Figura 3.3 Tanque de asentamiento (Gun barrel) típico con bajante central y difusor de emulsiones	48
Figura 3.4 Tanque de asentamiento (Gunbarrel) con un calentador directo	50
Figura 3.5 Vista en plano de un tratador de flujo horizontal	52
Figura 3.6 Esquema simple de un tratador térmico vertical	54
Figura 3.7 Intercambio de calor en la pierna de aceite.....	56
Figura 3.8 Proceso del gas liberado dentro del tratador.....	57
Figura 3.9 Esquema simple de un tratador térmico horizontal	58
Figura 3.10 Vista 3D del patrón de flujo de un tratador térmico horizontal.....	59
Figura 3.11 Funcionamiento de la válvula de descarga de aceite limpio	60
Figura 3.12 Esquema simplificado de un tratador electrostático	61

Figura 3.13 Sistema de control eléctrico de un tratador electrostático	63
Figura 3.14 Efecto producido en las gotas de agua de la emulsión debido a la carga eléctrica	63
Figura 4.1 Distribuidor típico de entrada en un tratador térmico , b) distribuidor típico de entrada en un deshidratador en frío	67
Figura 4.2 Difusor típico de tubo perforado y colector de aceite tratado	69
Figura 4.3 Coquización en un intercambiador de calor	72
Figura 4.4 Sistema de remoción de arenas	74
Figura 4.5 Válvula de mezclado	77
Figura 4.6 Mezclador estático helicoidal.....	78
Figura 4.7 Variedad de mezclador estático	78
Figura 4.8 Diferencia entre indicadores de nivel tipo réflex y transparentes	80
Figura 4.9 Sistema de muestreo con válvulas trycock	81
Figura 4.10 Antena Agar en un separador trifásico	82
Figura 6.1 Gráfico densidad vs. Presión.....	100
Figura 6.2 Diagrama de flujo para el diseño de tratadores de emulsiones	102
Figura 6.3 Gráfica d vs Leff para resolución del ejercicio 1	108
Figura 6.4 Gráfica d vs Leff para resolución del ejercicio 2	112
Figura 6.5 Gráfica d vs h para resolución del ejercicio 3	118
Figura 6.6 Gráfica d vs h para resolución del ejercicio 4	123

Figura 6.7 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de asentamiento para tratadores horizontales	125
Figura 6.8 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de tiempo de residencia para tratadores horizontales.....	126
Figura 6.9 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de calor empleando datos para diseñar un tratador horizontal	126
Figura 6.10 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de asentamiento para tratadores verticales.....	127
Figura 6.11 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de tiempo de residencia para tratadores verticales	128
Figura 6.12 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de calor empleando datos para diseñar un tratador vertical	128

Lista de tablas

Tabla 2.1 Métodos para lograr desestabilización, coalescencia, y/o separación gravitacional.....	19
Tabla 5.1 Costos involucrados en el tratamiento de emulsiones	89
Tabla 6.1 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” para T=80 [°F].....	106
Tabla 6.2 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” para T=100 [°F] y T=120 [°F]	106
Tabla 6.3 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 1	107
Tabla 6.4 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” para T=110 [°F], 130 [°F] y 150 [°F].....	111
Tabla 6.5 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 2	112
Tabla 6.6 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F]	116
Tabla 6.7 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 3	117
Tabla 6.8 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F]	121

Tabla 6.9 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 4	122
--	-----

Resumen

En la mayoría de los campos petroleros, cuando el corte de agua comienza a aumentar en la producción, normalmente se forman emulsiones debido a los cambios de presión existentes, ya sea por la caída de presión generada por la transición entre el yacimiento y el pozo, cuando la producción pasa por el estrangulador, cuando la producción es re-bombeada en ductos, o bien, cuando se encuentran cambios de diámetro en las tuberías, etc.

Las emulsiones juegan un papel muy importante en la industria petrolera, ya que una mala caracterización y tratamiento de las mismas pueden traer diferentes consecuencias; lo anterior se debe a que las emulsiones reducen la eficiencia de equipos, pueden traer daño a la formación y, si no son tratadas correctamente, el precio de venta del aceite se reduce debido a la mala calidad del mismo, o a una penalización por exceder los parámetros de agua y salinidad.

Por lo anterior, en el presente trabajo se elaboro un material el cual ayudara a entender de manera clara a las emulsiones, sus principios básicos y los métodos que se emplean en el tratamiento de estas, con el fin de lograr el mejor proceso de tratamiento según la característica de la emulsión.

Adicionalmente el trabajo ilustra de manera clara los diferentes equipos que existen para realizar el tratamiento, esto con el objetivo de seleccionar el equipo que resuelva de manera óptima tanto económicamente como operacionalmente las necesidades del campo. También se habla de diferentes subsistemas con los cuales se puede tener un mejor monitoreo de los fluidos dentro de los equipos, una mejor distribución de los fluidos así como un óptimo mantenimiento.

Al terminar se ilustra de manera didáctica el proceso de cómo diseñar analíticamente los tratadores de emulsiones, según los criterios del autor Ken

Arnold. Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad a las ecuaciones empleadas en el diseño con el fin de observar cuáles son las variables de mayor impacto al diseñar tratadores de emulsiones.

Introducción

Debido a los diferentes tipos de emulsiones existentes y a que sus características pueden tener una gran variación de campo a campo, se han implementado distintos métodos y se han diseñado una gran variedad de equipos para el óptimo tratamiento de emulsiones.

El presente trabajo tiene como objetivo ilustrar el comportamiento y las características de las emulsiones, dar a conocer los diferentes métodos con los que estas pueden ser tratadas, conocer los equipos disponibles para su tratamiento, conocer los elementos internos y subsistemas de los equipos con los cuales se puede optimizar el tratamiento de emulsiones, así como dar a conocer las consecuencias económicas que se tienen al no realizar un adecuado tratamiento.

En el capítulo 1 se tratarán conceptos básicos de las emulsiones, tales como: la apariencia de las emulsiones, cómo se forman las emulsiones y los diferentes tipos de emulsiones que existen. También en este capítulo se hablará de los factores que afectan la estabilidad y los que evitan la coalescencia de las mismas.

En el capítulo 2 se comentarán los tres diferentes procesos involucrados en el tratamiento de emulsiones (desestabilización, coalescencia y separación gravitacional), así como una descripción detallada de los métodos empleados para conseguir estos procesos, con el fin de lograr un adecuado tratamiento de la emulsión.

En el capítulo 3 se realizará una amplia descripción de los equipos usados en el tratamiento de emulsiones, se comentará también el principio de operación y

funcionamiento de estos equipos, así como los elementos internos básicos con los que deben contar.

En el capítulo 4 se presentarán diferentes subsistemas empleados en el tratamiento de emulsiones, con los cuales se puede tener un mejor monitoreo y control de la emulsión, así como algunos con los que se puede optimizar el proceso de tratamiento.

En el capítulo 5 se tratarán diferentes puntos con los cuales se puede minimizar la aparición de emulsiones y reducir costos de tratamiento. Se mencionarán los beneficios obtenidos al realizar un apropiado dimensionamiento de los equipos, así como diferentes prácticas que benefician el tratamiento de emulsiones.

En el capítulo 6 se ilustrará de manera clara cómo se diseñan los tratadores de emulsiones. En el capítulo se incluye la deducción de las ecuaciones empleadas en el diseño de los mismos, el procedimiento que se debe seguir cuando se esté realizando el diseño y la resolución paso por paso de 4 ejercicios propuestos.

Capítulo 1. Emulsiones

Es necesario conocer los conceptos básicos y antecedentes de las emulsiones, pues nos ayudarán a entender los términos empleados en la industria petrolera y facilitarán la comprensión de los capítulos contenidos en este trabajo.

Una emulsión es un sistema en el que una fase líquida se dispersa en otra fase líquida en forma de gotas muy pequeñas. Un tipo común de emulsión encontrada en los campos petroleros es la salmuera, la cual se dispersa en la fase continua, que en este caso es el aceite crudo.^[5]

Si tenemos dos líquidos inmiscibles, estos son mezclados en un contenedor y luego agitados, al examinar los resultados podremos darnos cuenta de que una de las dos fases se ha convertido en un conjunto de gotas dispersas en la otra fase.

La formación de las emulsiones es más común de lo que se piensa, ya que solo es necesario tener dos fluidos inmiscibles y condiciones favorables para que se formen emulsiones. Las emulsiones forman parte de nuestra vida diaria, pues ciertos alimentos (leche, mayonesa, etc.), cosméticos (lociones y cremas), farmacéuticos (productos hormonales), e incluso productos agrícolas (insecticidas y herbicidas) son emulsiones.

1.1 Formación de emulsiones

En el caso de la industria petrolera, en los yacimientos de aceite la mayoría de las veces se cuenta con un corte de agua junto con la producción de aceite, lo que permite que bajo ciertas condiciones sea posible que se formen emulsiones.

El agua que encontramos en los yacimientos puede ser producida como agua libre, la cual llegará como agua a la superficie, o puede mezclarse con el aceite y formar una emulsión donde el agua llegará junto con el aceite a la superficie.

Las emulsiones de cualquier estabilidad contienen aceite, agua y por lo menos un agente emulsionante. El agente emulsionante puede disminuir la tensión interfacial y hacer más sencilla la creación de gotas pequeñas. Otro tipo de emulsionante también puede ser utilizado para estabilizar las gotas de menor tamaño, con el fin de que éstas no coalescan y no se formen gotas más grandes o se lleguen a separar las fases.

En el método clásico de la preparación de una emulsión, el emulsionante es disuelto en la fase en la que éste sea más soluble, después, la segunda fase es agregada, y toda la mezcla es vigorosamente agitada. La agitación es de suma importancia, ya que con esto produciremos gotas suficientemente pequeñas. Por lo general, después del mezclado inicial se requiere un segundo mezclado con un alto esfuerzo de corte.

Un método que requiere mucho menos energía mecánica utiliza la inversión de fases. Por ejemplo, si requerimos una emulsión W/O, primero debemos preparar una emulsión O/W aplicando energía mecánica, para después incrementar progresivamente el contenido de aceite. A cierto volumen por encima de 60-70% la emulsión comienza a invertirse y se produce una emulsión W/O, donde el tamaño de la gota de agua es mucho menor al tamaño de la gota de aceite cuando ésta estaba aún en la emulsión O/W.

1.2 Tipos de emulsiones en aceite crudo^[3]

1.2.1 Según su naturaleza

- **Normales o directas (W/O):** Es aquella en la cual la fase continua

es el aceite y la fase dispersa es el agua. Este tipo de emulsión es la que se presenta en el 90% de los casos.

- **Inversas (O/W):** Es aquella en la que la fase continua es el agua y la fase dispersa el aceite. Este tipo de emulsión, en la mayoría de los casos, consiste en gotas finas de aceite crudo rodeadas por una tenue película de agua. Para eliminarlas generalmente se requiere de tratamiento químico.
- **Triples o complejas (O/W/O o W/O/W):** 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. Este tipo de emulsiones son de aceite crudo en agua en aceite crudo, ó agua en aceite crudo en agua. Por lo general, requieren tratamiento químico especial para eliminarse.

En la **Figura 1.1** podemos observar los diferentes tipos de emulsión antes mencionados.

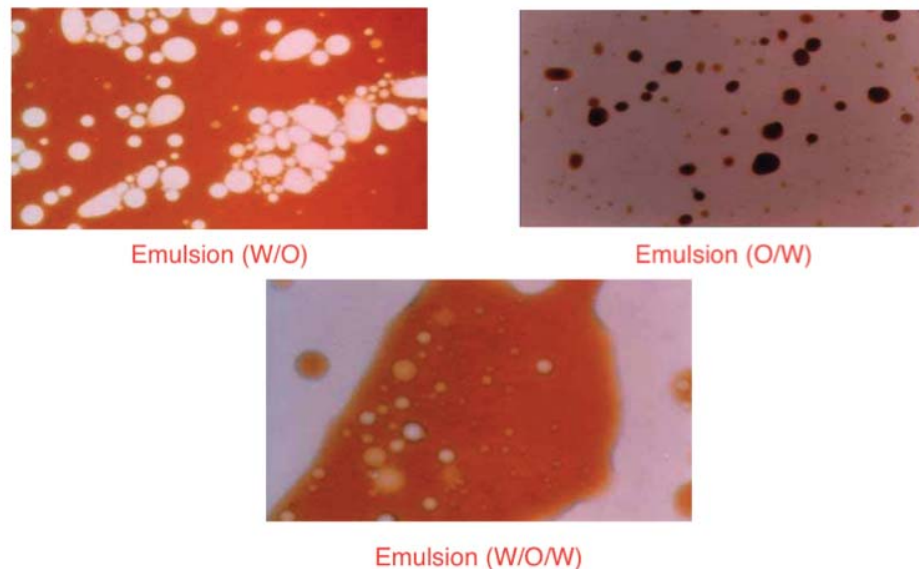


Figura 1.1 Fotografías de tipos de emulsiones. [3]

1.2.2 Según su estabilidad

- **Estables o Fuertes:** Es el tipo de emulsión que luego de formada, tarda en separarse horas o días, estas emulsiones pueden llegar a ser tan estables que no se separarán por completo mediante gravedad, en estos casos, la única manera de separar las fases es mediante la aplicación de sistemas de tratamiento.
- **Medias:** Una emulsión media se separa en 10 minutos o más por acción de la gravedad.
- **Débiles:** Una emulsión débil es aquella que se separa en pocos minutos al dejarla en reposo durante algún tiempo; las fases son separadas por acción de la gravedad.

Termodinámicamente las emulsiones son inestables, debido a que existe una tendencia natural de separación en los sistemas líquido-líquido, y tarde o temprano deben separarse en dos fases.

1.2.3 Según el tiempo

- **Frescas:** Una emulsión es fresca cuando lleva poco tiempo de haberse formado.
- **Añejas:** Son aquellas que llevan mucho tiempo de haberse formado.

El manejo o presencia de emulsiones en la industria petrolera es algo muy común, en ocasiones se crean emulsiones para obtener beneficios de sus

propiedades, por ejemplo, en el transporte de hidrocarburos o en la perforación. Sin embargo, no todas las emulsiones son de ayuda, ya que pueden presentarse algunas que únicamente traerán problemas en las instalaciones, en el cabezal o bien en el yacimiento en las cercanías del pozo, por lo que es necesario romper estas emulsiones para lograr mejores resultados.

1.3 Apariencia de las emulsiones^[4]

Cabe destacar, que no todas las emulsiones exhiben la clásica opacidad lechosa con la que éstas son asociadas. Es posible tener un extenso rango de apariencias, dependiendo del tamaño de las gotas y de la diferencia en los índices de refracción entre las fases.

Las emulsiones pueden ser transparentes si el índice de refracción de cada fase es el mismo, o bien, si la fase dispersa está hecha de gotas que son suficientemente pequeñas comparadas con la longitud de onda de la luz. Por lo tanto, una micro-emulsión O/W incluso de aceite crudo-en-agua puede ser transparente.

1.4 Procesos en la estabilidad de la emulsión^[4]

Para definir la estabilidad de la emulsión se consideran tres procesos (**Figura 1.2**):

1. Sedimentación inversa (*Creaming*).
2. Acumulación.
3. Coalescencia.

Las gotas en una emulsión poseen una tendencia a subir o bien a asentarse de acuerdo a la Ley de Stokes. Una gota esférica en un fluido se sedimentará si su

densidad es mayor que la del otro fluido. Si la gota tiene una menor densidad que la de la fase externa, entonces ésta subirá (sedimentación negativa). Como las gotas de una emulsión no son esferas rígidas y pueden deformarse, la Ley de Stokes no se puede aplicar estrictamente, pues puede sobreestimar o bien subestimar este fenómeno.

Sedimentación inversa: Es el proceso en el que las gotas de la emulsión suben o se asientan sin una coalescencia significativa. La sedimentación inversa resulta de una diferencia de densidad entre las dos fases de los líquidos. Este proceso no es una ruptura de la emulsión, pero produce dos capas separadas que tienen diferentes concentraciones de gotas y son distinguibles una de la otra al presentar diferente opacidad o color. Este término proviene de la separación de la nata de la leche bronca.

Acumulación: La acumulación algunas veces es referida como coagulación. En la acumulación los componentes retienen su identidad pero pierden su independencia cinética, pues se mueve como una sola unidad. La acumulación de gotas puede llevar a la coalescencia e incluso llegar hasta la separación de las fases.

Coalescencia: En la coalescencia, dos o más gotas se fusionan entre sí para formar una unidad más grande. Por otra parte, en la coalescencia los componentes originales pierden su identidad y se convierten en un nuevo componente. A continuación, se muestran los tres diferentes procesos.

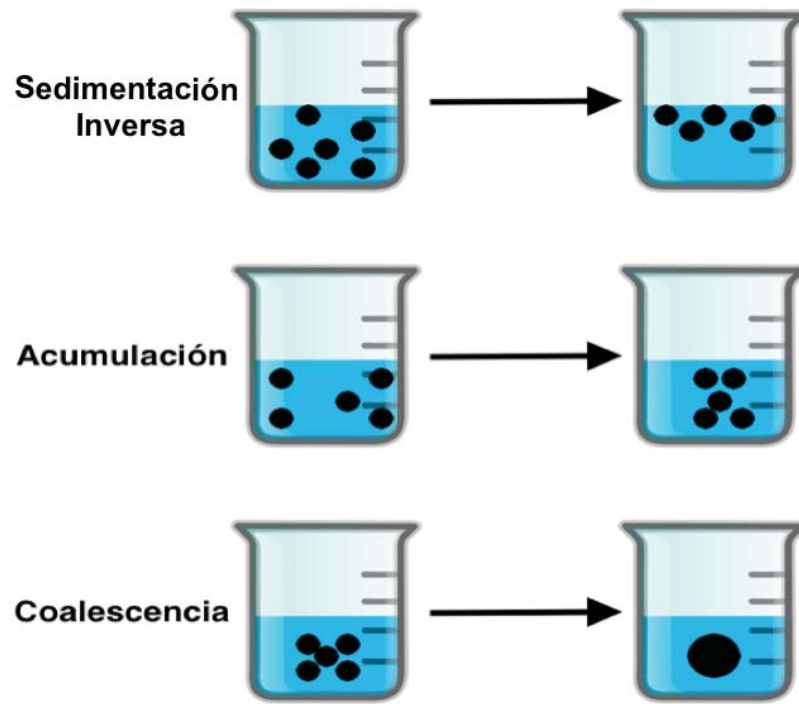


Figura 1.2 Sedimentación inversa, acumulación y coalescencia en una emulsión O/W.

En relación a la estabilidad cinética, una emulsión puede ser cinéticamente estable con respecto a la coalescencia pero inestable con respecto a la acumulación, o bien, un sistema puede ser cinéticamente estable con respecto a la acumulación pero inestable a la sedimentación inversa o flotación.

1.5 Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones^[8]

La estabilidad de una emulsión depende de varios factores como:

- La diferencia de densidades entre el agua y el aceite.
- El tamaño de las partículas (gotas) de agua.
- La viscosidad.
- La tensión interfacial.
- La presencia y concentración de los agentes emulsionantes.

- Salinidad del agua.
- Añejamiento (edad) de la emulsión.
- Agitación.

1.5.1 Diferencia de densidades

La diferencia de densidades entre el agua y el aceite es uno de los factores que determinan la velocidad a la que las gotas de agua se asientan fuera de la fase continua, en este caso aceite. Entre mayor sea la diferencia de densidades, con mayor rapidez las gotas de agua se asentarán fuera del aceite (**Figura 1.3**)

Aceites pesados (con alta gravedad específica) tienden a mantener a las gotas de agua en suspensión por más tiempo. Aceites ligeros (con baja gravedad específica) tienden a permitir que las gotas de agua se asienten en el fondo de los tanques, esto se debe a la gran diferencia de densidades entre los aceites ligeros y el agua.



Figura 1.3 Diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

1.5.2 Tamaño de las partículas (gotas)

El tamaño de las gotas de agua que se encuentran dispersas en el aceite afectan la velocidad a la que se mueven las gotas de agua a través del mismo. Entre más grande sea la gota, más rápido se asentará fuera del aceite. El tamaño de gota en una emulsión depende del grado de agitación al que la emulsión fue sometida antes de tratarla. Por ejemplo, el flujo a través de bombas, estranguladores, válvulas y otros equipos en superficie disminuirán el tamaño de las gotas de agua. En la **Figura 1.4** se pueden observar cuatro diferentes emulsiones con diferentes tamaños de gota.

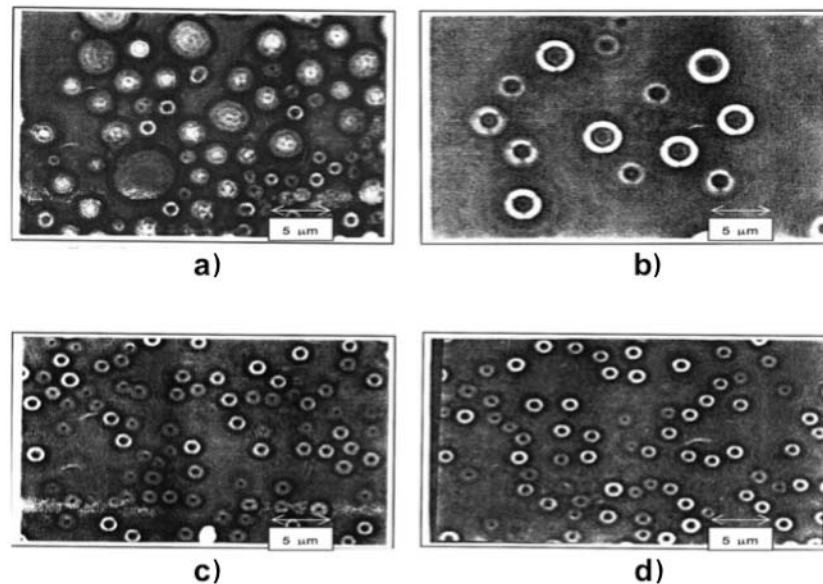


Figura 1.4 Tamaños de gota de cuatro diferentes emulsiones.^[7]

1.5.3 Viscosidad

La viscosidad ocasiona dos efectos importantes en la estabilidad de una emulsión:

1. A medida que la viscosidad incrementa, la migración de los agentes emulsionantes hacia la interfase entre las gotas de agua y el aceite será más lenta. Esto resulta en gotas de agua más grandes suspendidas en el aceite, lo que a su vez da como resultado emulsiones menos estables refiriéndonos al número de gotas pequeñas que están suspendidas en el aceite. A medida que la viscosidad incrementa, mayor agitación será requerida para cortar las gotas grandes a un tamaño menor dentro del aceite.
2. A medida que la viscosidad incrementa, la velocidad a la que las gotas de agua se mueven a través del aceite disminuye, dando como resultado una menor coalescencia e incrementando la dificultad del tratamiento. Por otro lado, a medida que la viscosidad disminuye, la fricción que encuentran las gotas de agua al moverse a través de la fase continua (aceite) se ve reducida, lo que a su vez promueve la separación de las fases de agua y aceite.

1.5.4 Tensión interfacial

La tensión interfacial es la fuerza que “mantiene juntas” las superficies del agua y el aceite. Cuando un agente emulsionante no está presente, la tensión interfacial entre el agua y el aceite es baja. Sin embargo, cuando un agente emulsionante está presente, estos agentes incrementarán la tensión interfacial y dificultarán la coalescencia de las gotas de agua. Cualquier cosa que disminuya la tensión interfacial ayudará en la separación.

La **Figura 1.5** muestra un acercamiento con el cual es posible observar la película (película nanomolecular) formada por un agente emulsionante alrededor de una gota de agua.

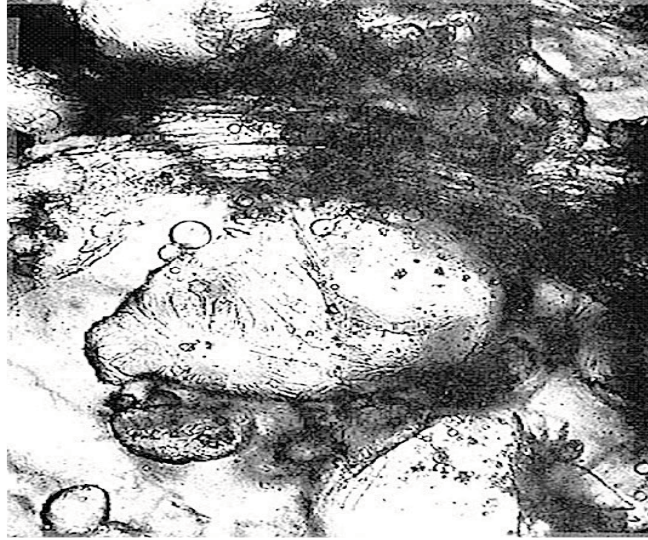


Figura 1.5 Película formada por un agente emulsionante alrededor de una gota de agua.^[8]

1.5.5 Presencia y concentración de agentes emulsionantes

Normalmente los desemulsionantes son usados para reducir la tensión interfacial. La efectividad química aumenta con la temperatura, el tiempo y el mezclado. Se necesita suficiente tiempo y un mezclado adecuado para obtener un contacto apropiado del químico con la fase dispersa; también es necesaria una temperatura mínima para garantizar que el químico cumpla de manera correcta su función. Tanto la reducción de la viscosidad como la efectividad del químico dependen en gran parte de lograr la temperatura mínima requerida. El aumento en la efectividad química es resultado del decremento de la viscosidad de la fase aceite (decremento debido a la temperatura).

1.5.6 Salinidad del agua

La salinidad del agua es una medida del total de sólidos disueltos en la fase acuosa. A medida que la salinidad del agua aumenta, también lo hace la densidad del agua, lo que a su vez incrementa la diferencia de densidades entre

el agua y el aceite. El incremento en la diferencia de densidades ayuda en la separación del aceite y el agua.

Pequeñas cantidades de sal u otros sólidos disueltos en la fase acuosa, disminuirán de manera apreciable la tensión interfacial y por lo tanto disminuirá la dificultad de separación de las fases (agua y aceite). Hasta cierto punto, este fenómeno explica la dificultad del tratamiento de emulsiones W/O formadas por agua dulce (blanda) normalmente encontrada en operaciones de recuperación mejorada mediante inyección de vapor.

1.5.7 Añejamiento de la emulsión (edad)

Entre más añejas sean las emulsiones, éstas se vuelven más estables y se vuelve más complicado separar las gotas de agua. El tiempo requerido para incrementar la estabilidad varía demasiado y depende de muchos factores. Las propiedades internas y externas del flujo de emulsión cambiarán a lo largo del sistema de producción debido a cambios en sus características de formación y fluctuación en las condiciones ambientales encontradas en la superficie. Esto parcialmente explica los problemas cambiantes asociados con el tratamiento de emulsiones.

En las formaciones en las que el aceite es almacenado no se forman emulsiones, éstas son formadas durante la producción del fluido. El grado de emulsificación depende de la agitación de ambas fases debido a las bombas, estranguladores, etc. Antes de que una emulsión sea producida los agentes emulsionantes se encuentran uniformemente dispersos en el aceite. En cuanto la fase acuosa es mezclada con el aceite, el agente emulsionante comienza a colocarse alrededor de las gotas de agua formando películas con el fin de formar una emulsión más estable. Si bien, la estabilización inicial puede ocurrir en cuestión de pocos segundos, el proceso de desarrollo de películas alrededor de

las gotas puede continuar por varias horas. Este proceso continuará hasta que la película alrededor de la gota de agua sea tan densa que ningún otro estabilizador pueda ser atraído, o hasta que no quede más estabilizador en el aceite. En ese momento, la emulsión ha alcanzado el estado de equilibrio y se dice que ha sido añejada.

Entre más vieja sea la emulsión, más difícil será de tratar. Por lo tanto, el rompimiento de la emulsión o las operaciones de tratamiento se encuentran generalmente localizadas lo más cercano posible al cabezal general, de modo que las emulsiones formadas en la tubería de producción y en el cabezal no logren añejarse antes de llegar al tratamiento.

1.5.8 Agitación

El tipo y grado de agitación aplicado a una mezcla agua-aceite determina el tamaño de las gotas de agua. Entre más turbulencia y cizallamiento presente un sistema de producción, más pequeñas serán las gotas de agua y más estable será la emulsión.

1.6 Factores que evitan la coalescencia y acumulación^[4]

Usualmente una emulsión que es creada mezclando dos líquidos puros tiende a no ser muy estable. Con el fin de incrementar dicha estabilidad, algunas veces es necesario agregar un componente adicional, el cual formará una película alrededor de las gotas para proveer una barrera contra la acumulación y la coalescencia. El componente que normalmente es adicionado es un surfactante, aunque existen otros agentes que también son efectivos.

Los factores que favorecen la estabilidad de la emulsión a la coalescencia y acumulación son los siguientes:

- Tamaño de gota pequeño.
- Alta viscosidad. Como se mencionó antes, altos índices de viscosidad hacen más difícil que las gotas coalescan.
- Baja tensión interfacial. Lo cual hace más sencillo el mantener un área interfacial más grande.
- Volumen pequeño de la fase dispersa. Permite reducir la frecuencia de colisiones y de acumulaciones.
- Fuerzas de repulsión.

Para evaluar la estabilidad de las emulsiones es necesario determinar las variaciones de algunas propiedades con respecto al tiempo.

1.7 Inversión de fase^[4]

La inversión se refiere al proceso en el que la emulsión cambia de ser una emulsión W/O a ser una O/W, o inversamente, de ser una emulsión O/W a una W/O. Algunos factores como la naturaleza de la emulsión, la concentración del emulsionante, la temperatura, o bien la aplicación de energía mecánica de corte pueden causar o acelerar la inversión de la emulsión.

Aún no se conoce el mecanismo exacto de la inversión de una emulsión, sin embargo se induce que se encuentran inmersos procesos de dispersión y coalescencia. En la región del punto de inversión pueden encontrarse emulsiones múltiples. Este proceso no siempre es reversible. La histéresis puede ocurrir si llega al punto de inversión desde diferentes lados de la escala de composición. El proceso de inversión irreversible puede observarse en la **Figura 1.6**, provocado por la aplicación de velocidad de corte.

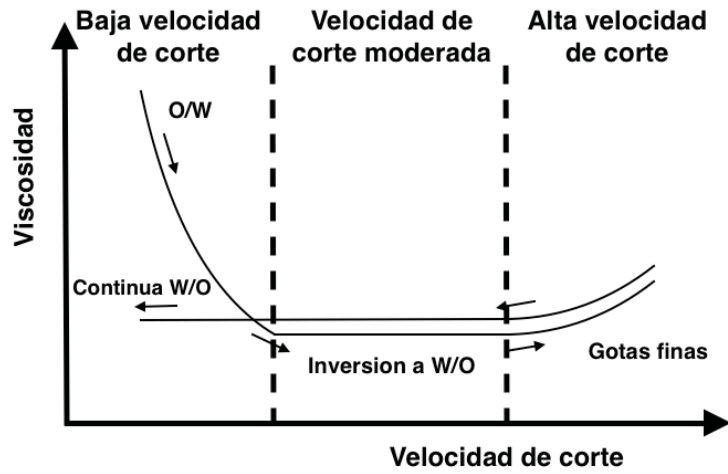


Figura 1.6 Inversión de fase inducida por velocidad de corte en una emulsión O/W.^[4]

Capítulo 2. Tratamiento de emulsiones^[9]

Este capítulo tiene como objetivo el dar a conocer los diferentes métodos empleados en el tratamiento de las emulsiones. Estos métodos son los principios que emplean los tratadores de emulsiones para conseguir desestabilizar y romper la emulsión. Diferentes combinaciones de estos métodos son usados dependiendo las características que tenga la emulsión a tratar, por esto, es fundamental conocerlos.

2.1 Procesos para el tratamiento de emulsiones.

Separar una emulsión formada por aceite crudo y agua requiere usualmente tres procesos básicos: Desestabilización (coagulación), coalescencia (floculación), y separación gravitacional (sedimentación inversa o *creaming*). La selección de parámetros operacionales o parámetros de diseño como la selección de químicos apropiados, gasto de inyección de químicos, temperatura de tratamiento, presión de tratamiento, viscosidad de la fase continua, gasto, tamaño y diseño de equipos, así como los niveles del fluido, son factores que pueden afectar la separación y pueden ser ajustados para optimizar dichos procesos.

Procesos involucrados:

Paso 1: Desestabilización (coagulación). Es básicamente contrarrestar el efecto de estabilización de los emulsionantes para desestabilizar la emulsión. Para incrementar la probabilidad de coalescencia de las gotas de la fase dispersa, la película que rodea las gotas debe ser debilitada y rota. Esto por lo

general es logrado agregando calor y/o un compuesto químico interfacialmente activo propiamente seleccionado.

Paso 2: Coalescencia (floculación). Después de que las películas que cubrían las gotas de la fase dispersa han sido rotas o suficientemente debilitadas, las gotas deben coalescer en gotas que sean suficientemente grandes para salir de la fase continua. La tasa de contacto de las gotas de agua necesita ser alta pero sin crear altos esfuerzos de corte. Esto es logrado por colisiones mecánicamente inducidas entre gotas o sometiendo la emulsión desestabilizada a un campo electrostático.

Paso 3: Separación Gravitacional (Sedimentación). Por último, debe haber un periodo de asentamiento para permitir que las gotas se separen del aceite por gravedad. Esto requiere de suficiente tiempo de residencia y un patrón de flujo favorable en el tanque o equipo, lo cual permitirá que las gotas de agua sean separadas del aceite.

2.2 Métodos empleados en el tratamiento de emulsiones

Para conseguir la desestabilización, la coalescencia o la separación gravitacional es necesario usar uno o más de los métodos mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 Métodos para lograr desestabilización, coalescencia, y/o separación gravitacional.^[9]

MÉTODOS PARA LOGRAR LA DESESTABILIZACIÓN, COALESCENCIA, Y/O SEPARACIÓN GRAVITACIONAL		
<u>Desestabilización</u>	<u>Coalescencia</u>	<u>Separación Gravitacional</u>
Calentamiento	Calentamiento	Calentamiento
Químico	Agitación	Asentamiento Gravitacional
Destilación	Placas de coalescencia	Centrifugación
	Campo Electroestático	
	Lavado con Agua	
	Filtrado	
	Tiempo de residencia	
	Centrifugación	

2.2.1 Calentamiento

El usar calentamiento para tratar las emulsiones de aceite crudo tiene básicamente cuatro beneficios:

1. El calor reduce la viscosidad del aceite, lo cual ocasiona que las gotas de agua choquen con mayor fuerza y se asienten de manera más rápida. Para estimar la relación viscosidad vs. temperatura del aceite crudo puede ser utilizada la **Figura 2.1**. Es importante mencionar que las viscosidades de los aceites crudos pueden tener amplias variaciones, por lo que las curvas del gráfico deben ser usadas únicamente si no se cuenta con información específica.

Otro caso es cuando la viscosidad del aceite crudo es conocida a dos diferentes temperaturas, en estos casos la viscosidad puede ser aproximada a otras temperaturas dibujando una línea recta a lo largo de estos puntos de temperatura vs. viscosidad en el gráfico. Cuando la viscosidad es conocida solamente a una temperatura, esta puede ser aproximada a otras dibujando una

línea paralela a las curvas ya existentes en el gráfico. Como se mencionó anteriormente, si la viscosidad es desconocida a cualquier temperatura se pueden utilizar las curvas del gráfico.

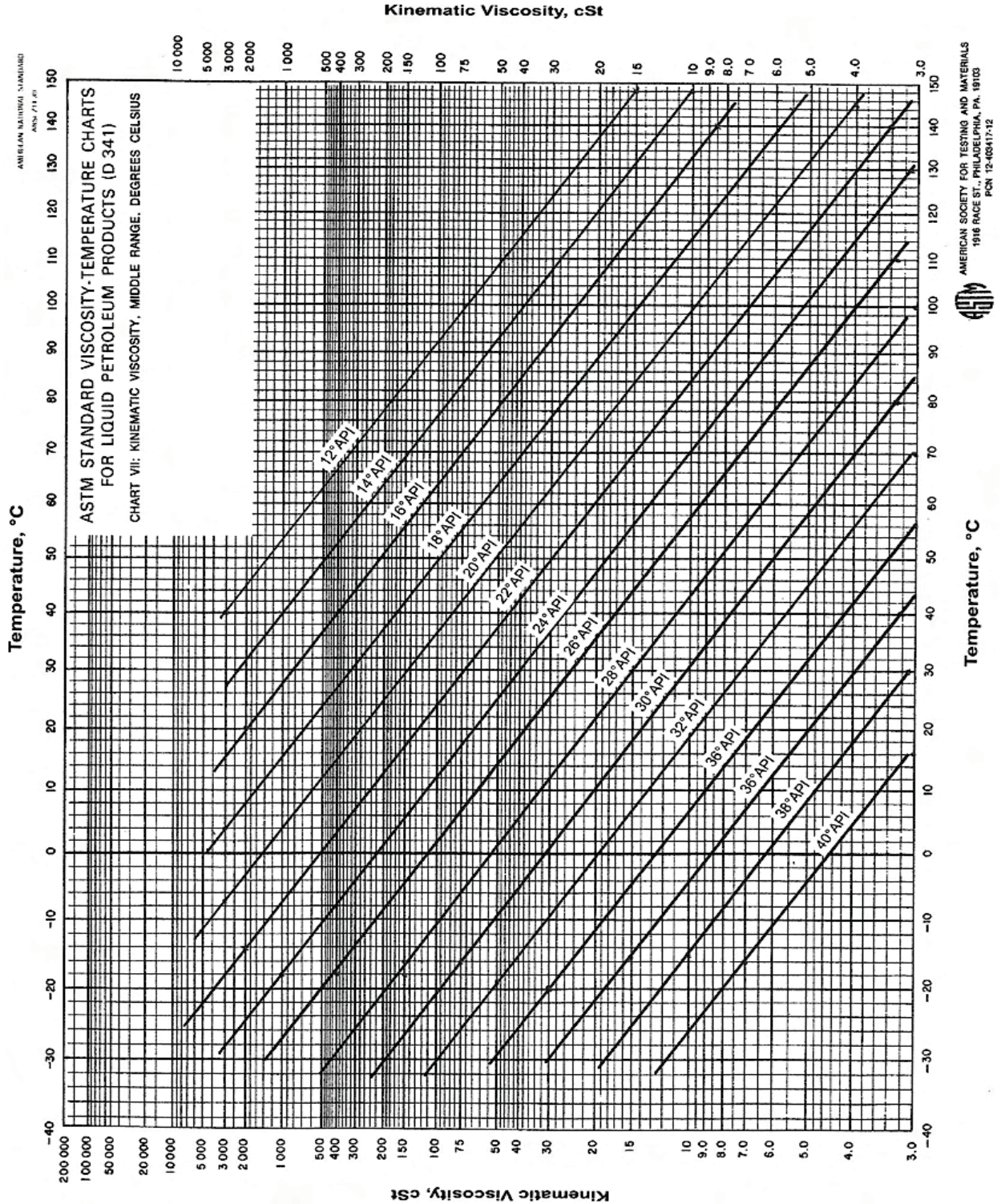


Figura 2.1 Relaciones aproximadas de viscosidad vs temperatura para aceite crudo.^[9]

2. El calor incrementa el movimiento molecular de las gotas, lo cual ayuda a la coalescencia, ya que causa que las gotas de la fase dispersa choquen con mayor frecuencia.

3. El calor puede desactivar el agente emulsionante (ejemplo: disolver los cristales de parafinas), o podría mejorar la acción de los tratadores químicos, causando que el químico trabaje de manera más rápida y exhaustiva para romper la película que rodea las gotas de la fase dispersa de la emulsión.

4. El calor también puede incrementar la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, esto aceleraría el asentamiento. En general, añadir calor a temperaturas arriba de los 180 [°F] incrementará la diferencia de densidades debido a que la mayoría de los aceites ligeros son tratados arriba de los 180[°F], el efecto del calor en la densidad es beneficioso. Para los crudos pesados (< 20 [°API]), los cuales normalmente son tratados por debajo de los 180 [°F], el calor puede acarrear efectos negativos en la diferencia de densidades. En casos particulares, el aumento de calor puede causar que la densidad del agua sea menor que la del aceite. Este efecto es mostrado en la **Figura 2.2**.

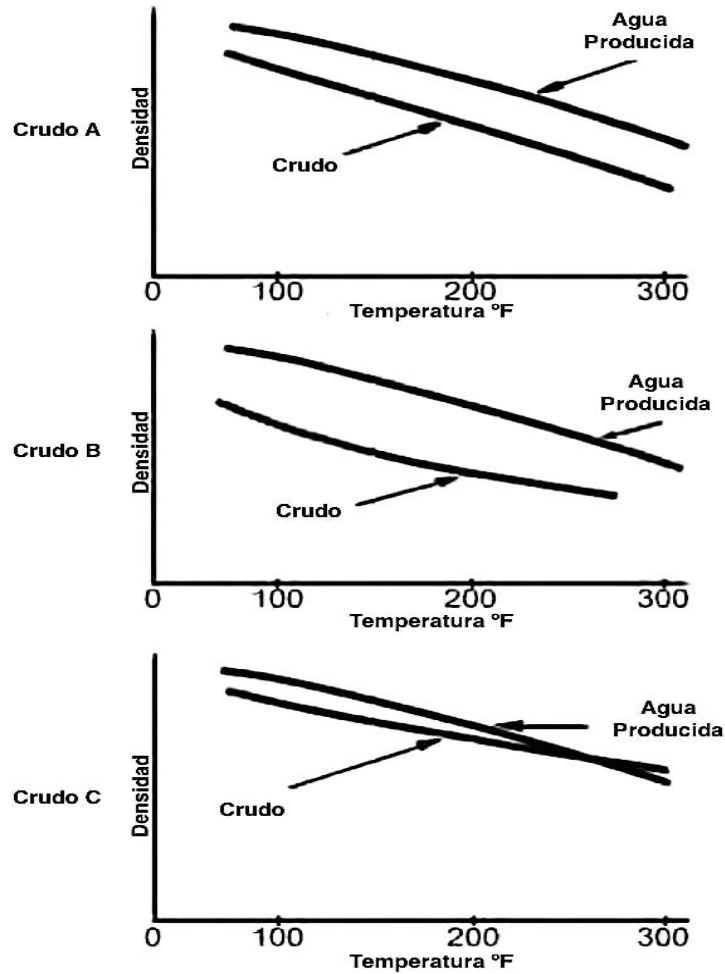


Figura 2.2 Relaciones de densidad vs temperatura para tres tipos de aceites crudos.^[9]

Añadir calor al aceite crudo puede causar pérdidas significativas de las fracciones ligeras del mismo. Esto ocasionaría “encogimiento” del aceite, o bien pérdida de volumen. Las **Figuras 2.3** y **2.4** ilustran las pérdidas de densidad API y volumen respectivamente contra la temperatura. Debido a que las fracciones ligeras son evaporadas, el líquido remanente tiene una menor gravedad API y por lo tanto un menor valor. El vapor que abandona la fase líquida puede ser venteado a un sistema de recuperación de vapor y vendido con el gas, de cualquier manera, probablemente habrá una pérdida económica.

Para proporcionar calor es necesario el combustible, por lo cual el costo del mismo debe ser considerado. Si la temperatura del aceite se encuentra encima

de la temperatura de entrada cuando éste es descargado de la unidad de tratamiento, el aceite puede hacerse fluir a través de un intercambiador de calor con el fluido entrante del pozo para, de esta manera, transferir el calor al fluido entrante. Esto minimizará pérdidas de evaporación y reducirá costos de combustible.

En algunas áreas geográficas, los requerimientos de calentamiento de las emulsiones varían de acuerdo con las temperaturas atmosféricas diarias y/o estacionales. Las emulsiones usualmente son más difíciles de tratar cuando el aire es frío (ejemplo: en la noche, durante la lluvia, o en invierno). Cuando el problema es estacional, algunas emulsiones pueden ser resueltas satisfactoriamente agregando más desemulsionantes químicos durante los meses de invierno. El equilibrio económico adecuado entre químicos y calor requiere una correcta evaluación.

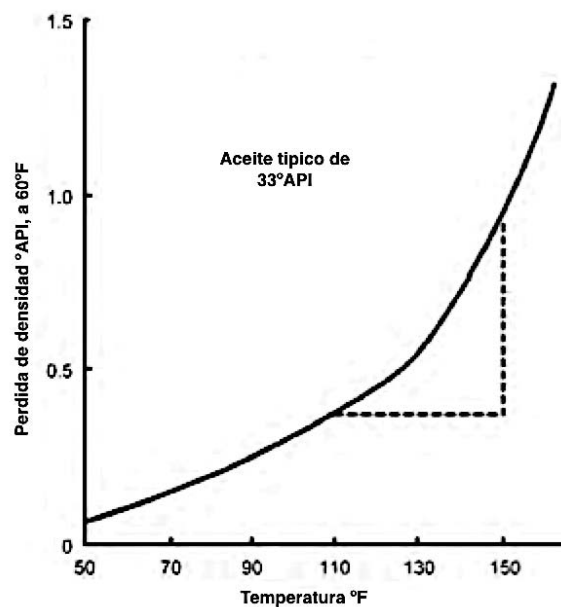


Figura 2.3 Pérdida de densidad API vs temperatura para un aceite de 33 [°API].^[9]

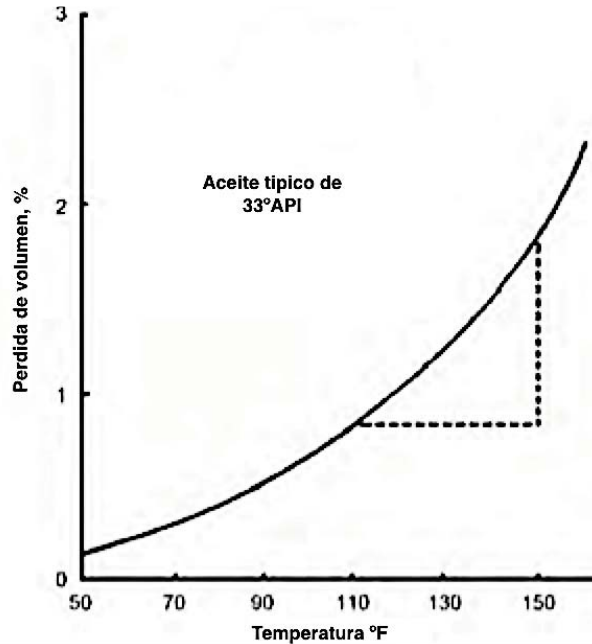


Figura 2.4 Porcentaje de pérdida de volumen vs temperatura para un aceite de 33 [°API].^[9]

2.2.2 Desemulsionantes químicos

Los desemulsionantes son compuestos químicos ocupados para desestabilizar y ayudar en la coalescencia de las emulsiones de aceite crudo.

Este método de tratamiento es popular debido a que los químicos son sencillos de utilizar. Usualmente tienen un costo razonable, y por lo general minimizan la cantidad de calor y tiempo de asentamiento requerido.

El químico contrarresta el agente emulsionante, permitiendo que las gotas de la emulsión coalescan en gotas más grandes, las cuales posteriormente se asentaran fuera de la matriz. Para trabajar, los desemulsionantes deben ser inyectados dentro de la emulsión, éstos deben mezclarse muy bien con la emulsión para abarcar todas las películas de protección que rodean las gotas de la fase dispersa, con el fin de que se desplace o anule el efecto del agente emulsionante en la interfase. Para separar el agua y el aceite debe haber un

periodo de agitación continua y moderada de la emulsión para producir contacto entre las gotas de la fase dispersa y de esta manera lograr la coalescencia, así también debe haber un periodo de asentamiento.

A continuación veremos las cuatro acciones que debe cumplir un desémulsionante químico:

1. Una fuerte atracción de la interfase aceite/agua. El desémulsionante debe ser capaz de migrar rápidamente de la fase aceite para llegar a la interfase donde éste debe contrarrestar el agente emulsionante.

2. Floculación. El desémulsionante debe poseer una atracción para las gotas de agua con una carga similar, para lograr juntarlas.

3. Coalescencia. Después de la floculación, la película del emulsionante permanece continua. Si el emulsionante es débil, la fuerza de floculación debe ser suficiente para causar la coalescencia; de cualquier manera, esto normalmente no ocurre y el desémulsionante debe permitir la coalescencia neutralizando el emulsionante y contribuyendo a la ruptura de la película interfacial de la gota.

4. Mojabilidad de sólidos. Los sulfuros de hierro, arcillas, y lodos de perforación pueden ser mojados por agua, lo que ocasiona que salgan de la interfase y migren a las gotas de agua. Las parafinas y los asfáltenos pueden ser disueltos o bien alterados por el desémulsionante para lograr que sus películas sean menos viscosas, o bien puede cambiarse su mojabilidad, de ser mojados por agua a ser mojados por aceite, para que de esta manera puedan dispersarse en el aceite.

El desémulsionante debe ser seleccionado para que cumpla con todas las funciones del sistema de tratamiento planeado. Por ejemplo, si el proceso es un

tanque de asentamiento (*Settling tank*), un desemulsionante de baja reacción puede ser aplicado con buenos resultados. Por otro lado, si el sistema es un proceso electrostático en el cual la floculación y la coalescencia es lograda por un campo electrostático, es necesario un desemulsionante de rápida reacción, o bien se podría agregar previamente el desemulsionante. El tiempo requerido para que actúe el desemulsionante en un tratador de emulsiones vertical normalmente se encuentra entre el tiempo requerido por un tanque de asentamiento (*Settling tank*) y el de un tratador electrostático.

También es importante considerar que el aplicar calor a una emulsión después de que el desemulsionante ha sido mezclado, como se mencionó con anterioridad, incrementará la efectividad química del mismo, ya que el calor reduce la viscosidad de la emulsión y facilita la mezcla del químico, además la reacción química de la interfase aceite/agua ocurre más rápido a altas temperaturas. Por otro lado, si las condiciones cambian y/o el proceso de tratamiento es modificado, el requerimiento químico podría cambiar; por esto, no importa que tan efectivo sea un desemulsionante en un determinado tiempo, no se puede asumir que éste será efectivo durante toda la vida productiva del campo.

Los componentes seleccionados para un desemulsionante deben ser elegidos de tal forma que provean las acciones necesarias para el tratamiento completo de la emulsión. El número de desemulsionantes y las combinaciones de los mismos es bastante numerosa, al igual que el número de agentes emulsionantes. Por ejemplo, una resina con bajo peso molecular usada en el tratamiento de una emulsión de aceite de 35 [°API], puede exhibir rápidamente una separación de agua, pero el mismo químico cuando es usado para tratar una emulsión de aceite de 15 [°API], puede causar otro efecto. Lo anterior nos ilustra que los desemulsionantes químicos deben ser escogidos para cada emulsión en particular. ^[6]

La turbulencia acelera la propagación del desemulsionante a través de la emulsión e incrementa el número y la intensidad de impactos entre las gotas de agua. La turbulencia debe realizarse el tiempo suficiente para permitir que el químico llegue a la interfase entre el aceite y todas las gotas de agua, por otro lado, la intensidad y duración de la turbulencia debe ser controlada de manera que ésta no cause una futura emulsificación. La turbulencia es el factor dinámico para la formación de emulsiones; sin embargo, un nivel controlado de turbulencia causa que las gotas choquen y de esta manera coalescan.

El uso de grandes cantidades de desemulsionante no sólo será una pérdida de dinero debido a la compra de éstos, sino que puede traer como resultado un incremento en la estabilidad de la emulsión agua-en-aceite, o bien, de la emulsión aceite-en-agua en el agua producida. También usar cantidades muy pequeñas de desemulsionante puede ocasionar que no se rompa la emulsión, y una necesidad excesiva de calor para romperla. También puede reducir la capacidad del equipo de tratamiento, y causar altos contenidos de agua en el crudo, además de que puede resultar en una mayor dificultad para remover el aceite del agua producida. Lo anterior puede resultar en un aceite invendible debido a los costos de los procesos de re-tratamiento a los que el aceite tendría que ser sometido de nuevo.

2.2.2.1 Pruebas de botella^[6]

La compatibilidad de los desemulsionantes debe examinarse utilizando pruebas de botella y posteriormente deben aplicarse pruebas de campo en el actual sistema de tratamiento. Además, las pruebas de compatibilidad deben realizarse para cualquier producto químico agregado a los fluidos producidos.

Para la selección del químico óptimo, generalmente se utilizan las pruebas de botella. Una muestra representativa del fluido es tomada y transferida dentro de botellas de prueba. Varios agentes desemulsionantes son agregados a éstas en

distintas cantidades para determinar cuál químico será el que rompa de la mejor manera la emulsión como puede observarse en la **Figura 2.5**.

Después de realizarse las pruebas de botella, y seleccionar los dos o tres mejores químicos, éstos deben probarse y analizarse en el sistema de tratamiento para verificar que sean los químicos adecuados. Las pruebas deben aplicarse en los sistemas de tratamiento a varias concentraciones, temperaturas operacionales, tiempos de asentamiento, grados de mezclado, etc, antes de que se realice la selección final basada en los rendimientos y costos de los químicos. El químico óptimo será el que provea la más clara y limpia separación del agua con el aceite a la menor temperatura, en el menor tiempo posible y al menor costo por barril tratado.



Figura 2.5 Ejemplo de una prueba de botella.

Factores como el color y la apariencia del aceite, la claridad del agua, la calidad de la interfase, la temperatura requerida, el tiempo de asentamiento y la cantidad de sedimento básico y agua (*BS&W*) son obtenidos durante este tipo de pruebas.

Este tipo de pruebas pueden realizarse con muestras de la emulsión tomadas del cabezal, en cualquier lugar de las líneas de flujo, en el *manifold*, o bien, a la entrada del sistema de tratamiento o tanque. Laboratorios móviles bien equipados pueden aplicar este tipo de pruebas en el campo y deben ser operadas por gente con amplios conocimientos en la materia, con el fin de que se pueda reducir el número de pruebas y optimizar la selección del desemulsionante apropiado.

Sin embargo, es necesario aplicar pruebas adicionales para determinar la relación óptima de químico a emplearse con el fluido a tratar. Además de esto, pueden requerirse pruebas para varias relaciones de químico y temperaturas antes de elegir el desemulsionante adecuado.

2.2.3 Agitación

La agitación o turbulencia es necesaria para la formación de una emulsión de aceite crudo, pero si dicha turbulencia es controlada, ésta puede ayudar en la coalescencia de una emulsión. La agitación incrementa el número de colisiones de las partículas de agua dispersas, debido a esto, incrementa la probabilidad de que éstas lleguen a coalescer y se asienten fuera de la emulsión. Es necesario ser cuidadoso para prevenir un exceso de agitación que cause futuras emulsiones, en lugar de ayudar a la separación de la misma.

Mantener la turbulencia en un moderado número de Reynolds de entre 50,000 a 100,000 usualmente logra buenas condiciones de coalescencia.

El flujo de emulsiones a través de largas tuberías a moderados números de Reynolds ha demostrado que causa coalescencia y desarrolla gotas mayores a 1000 μm de diámetro. Usando un patrón de flujo tortuoso como el de un

serpentín de un coalescedor de flujo turbulento (*SP Pack*), se puede disminuir el largo de tubería requerido para lograr la coalescencia.

2.2.3.1 Coalescedor de flujo turbulento (*SP Pack*)^[1]

Los coalescedores de flujo turbulento son un tipo de dispositivos instalados dentro o antes de un tanque de almacenamiento o coalescedor con el fin de mejorar la coalescencia. Estos equipos se comercializaron y vendieron bajo el nombre de *SP Packs*. Sin embargo, ya no se encuentran disponibles a la venta, pero el concepto aún puede ser empleado en el diseño del sistema de tratamiento de agua. Como se muestra en la **Figura 2.6**, los *SP Packs* obligan al flujo de agua a fluir dentro de un serpentín para crear turbulencia con la suficiente magnitud para promover la coalescencia. Estos dispositivos son menos susceptibles a taparse, ya que requieren de flujo turbulento (Altos números de Reynolds).

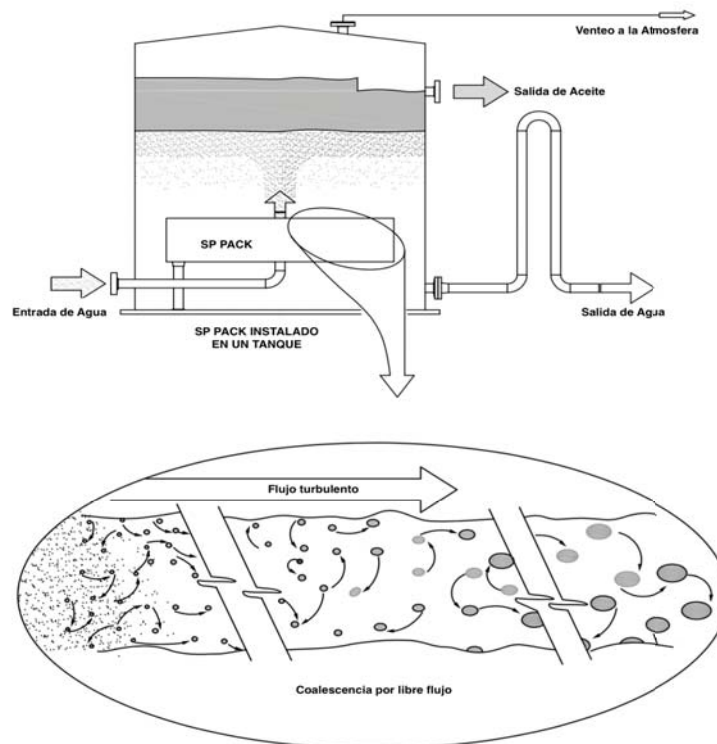


Figura 2.6 Principio de operación de un *SP Pack*.^[1]

Los *SP Packs* están diseñados para coalescer las gotas de aceite a una determinada distribución de tamaño de gota, con un diámetro máximo de 1000 μm . Incrementando el diámetro máximo de 250 μm en una entrada normal de un tanque de almacenamiento (*skim tank*), a un valor de 1000 μm , reducirá significativamente el tamaño requerido del tanque. Además, la necesidad de tiempo de residencia en el tanque de almacenamiento no será tan larga ya que la coalescencia ocurrió antes de pasar a éste. Como resultado, el tiempo de residencia en el tanque puede reducirse a un rango de entre 3-10 minutos.

2.2.4 Placas de coalescencia

La desemeulsificación puede asistirse con baffles (*baffle plates*) debidamente diseñados y colocados, distribuyendo uniformemente la emulsión en el equipo y causando una suave agitación, la cual ayudará a coalescer las gotas al provocar que choquen las partículas de agua dispersa. Usar mucho ondulamiento (*baffling*), puede causar una turbulencia excesiva que incremente la emulsificación e impida la depositación de las partículas de agua. La emulsión que fluye a través de estas perforaciones crea una pequeña agitación en forma de corrientes torbellino (*eddy currents*), la cual causa coalescencia. Si las perforaciones son muy pequeñas, éstas pueden provocar una disminución en el tamaño de las gotas, de tal manera que se forme una emulsión más estable.

Existen varios diseños de baffles que pueden proveer superficies para la coalescencia del agua. El diseño que se muestra en la **Figura 2.7** permite un flujo laminar a través de las placas, pero provoca cambios direccionales para que las partículas de agua entren en contacto con las placas y coalescan. Este tipo de placas pueden obstruirse si son usadas en situaciones con alta deposición de parafinas.

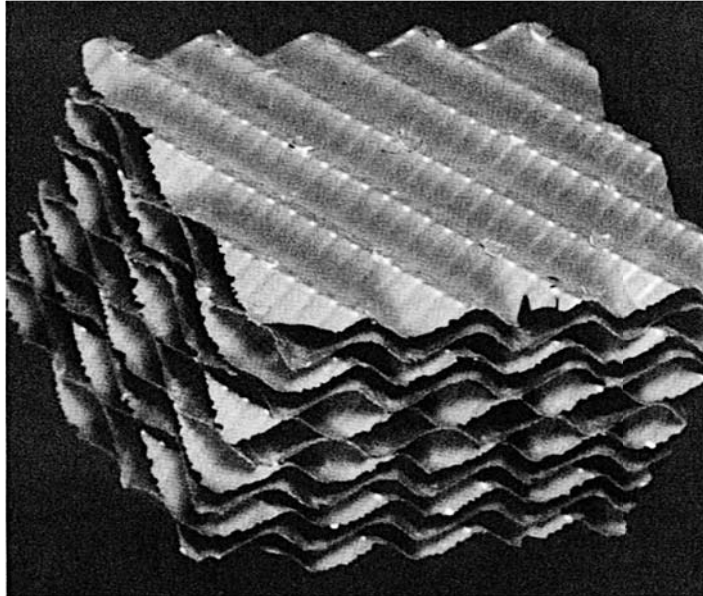


Figura 2.7 Paquete de placas corrugadas, especiales para la coalescencia de emulsiones de aceite crudo.^[9]

2.2.5 Coalescencia electrostática

La coalescencia de las pequeñas partículas dispersas de agua en el aceite puede lograrse al someter la emulsión W/O a un campo eléctrico de alto voltaje. Cuando un líquido no-conductivo (aceite) el cual contiene en su fase dispersa a un líquido conductivo (agua) es sometido a un campo electrostático, uno de los siguientes tres fenómenos físicos que a continuación se enlistan se presentará y causará que las gotas o partículas conductivas se unan:

1. Las gotas de agua se polarizarán y tenderán a alinearse con las líneas de fuerza eléctrica. La atracción eléctrica ocasionará que las gotas se junten y las inducirá a coalescer.
2. Una carga eléctrica inducida atraerá las gotas de agua a un electrodo. En un campo de corriente directa (DC), las gotas tenderán a acumularse en los electrodos o a rebotar entre ellos,

formando así gotas más y más grandes hasta que éstas eventualmente se depositen por efectos gravitacionales.

3. El campo eléctrico distorsionará y debilitará la película del emulsionante que rodea a las gotas de agua. Las gotas dispersas en el aceite que son sometidas a un campo senoidal de corriente alterna (AC) son elongadas durante la primer mitad del ciclo en la que el voltaje aumenta. A medida que las gotas se relajan durante la parte del ciclo de bajo voltaje, la tensión superficial las empuja de regreso a una forma esférica. Este efecto se repite en cada ciclo debilitando la película del emulsionante de manera que ésta se rompa más fácilmente cuando las gotas choquen.

Sea cual sea el fenómeno, el campo eléctrico causa que las gotas se muevan rápidamente, lo cual incrementa la probabilidad de que éstas colisionen con otras gotas. Las gotas coalescen cuando chocan a una velocidad apropiada, cuanto mayor sea el voltaje, mayor será la fuerza que cause la coalescencia. No obstante, datos experimentales mostraron que a cierto voltaje, en vez de coalescer las gotas serán destrozadas, haciendo más estable la emulsión. Es por esta razón que los tratadores electrostáticos normalmente son equipados en el campo con un mecanismo regulador de voltaje.

Además, si la cantidad de agua en el aceite es muy grande, existirá una tendencia a formar una cadena de partículas de agua cargada, la cual podría formar conexiones entre los dos electrodos, causando un corto circuito. Este fenómeno es llamado encadenamiento (*chaining*). El corto circuito libera una descarga de energía eléctrica, la que inmediatamente causa que la cadena de partículas de agua se convierta en vapor. La explosión resultante tiene un sonido como de palomitas. Si el encadenamiento (*chaining*) ocurre, el voltaje es muy alto para la cantidad de agua que se está manejando (las mallas eléctricas del tratador electrostático están muy juntas o el voltaje es demasiado alto). Otro

aspecto que debe ser considerado son las pequeñas cantidades de gas que se liberen, ya que pueden crear bastante turbulencia e impedir el proceso de coalescencia.^[6]

2.2.6 Lavado con agua (*Water-Washing*)

Cuando una emulsión fluye a través del componente de su fase interna (en este caso agua), las gotas que se encuentran en esta fase tienden a coalescer con el componente que está fuera de la emulsión, y por lo tanto son removidas de la misma. Este es el principio de operación del lavado con agua. El lavado con agua es más eficiente si la emulsión ha sido desestabilizada con un desemulsionante y si el agua es calentada previamente. La efectividad del lavado con agua depende en su mayoría en la capacidad del difusor (*spreader*) o distribuidor para dividir la emulsión en chorros, causando que la emulsión tenga un máximo contacto con el baño de agua, de modo que las gotas pequeñas de agua puedan coalescer con el agua de lavado.

En los tratadores de emulsiones, los líquidos fluyen por gravedad a través de un conducto a la parte baja del tratador, un difusor (*spreader*) en el extremo inferior del conducto esparce la emulsión en varios chorros que se mueven en dirección ascendente a través del agua, logrando el lavado con agua. Después de pasar por el lavado con agua, la emulsión fluye hacia la parte alta del equipo, en donde las gotas de agua coalescidas con ayuda del lavado se asientan fuera del aceite.

Cuando se comienza a utilizar un sistema de tratamiento de emulsiones que utiliza el lavado con agua, el sistema debe estar previamente cargado con agua para facilitar la operación inicial. Si es posible, se debe utilizar el agua que forma la emulsión.

2.2.7 Filtrado

Un material de filtrado con el tamaño apropiado y una adecuada proporción de los espacios porosos con respecto área total, puede usarse para filtrar las gotas de agua que se encuentran dispersas en la emulsión de aceite crudo. El paquete empleado es correctamente llamado filtro, ya que éste filtra el líquido que no se espera que pase a través de él. El proceso de filtrado no es muy utilizado en el tratamiento de emulsiones de aceite, debido a la dificultad de obtener y mantener el efecto de filtrado deseado y también a que los materiales de filtración se obstruyen con facilidad.

El aserrín (*excelsior*) es un material de filtrado, que fue usado en los tratadores de emulsión, pero hoy en día es obsoleto. A continuación se describe el proceso de cómo era utilizado. El aserrín es mojado por agua, gracias a la gran afinidad que tienen las fibras de celulosa con el agua. Si el aserrín es inicialmente mojado por aceite, las gotas de agua dispersas en el aceite no tomaran posesión de las fibras del aserrín, debido a que éstas estarían saturadas por el aceite. Cuando una emulsión fluye por un paquete de aserrín, las superficies rugosas de éste causan distorsión en las películas que rodean las gotas de agua, favoreciendo así la adherencia de las gotas a las fibras del aserrín, lo cual da como resultado la coalescencia de las gotas, de manera que éstas se vuelvan lo suficientemente grandes para asentarse fuera del aceite.^[6]

El aserrín se utilizaba a temperaturas de tratamiento menores a 180 [°F]. Temperaturas más altas a 180 [°F] deteriorarían y adelgazarían el aserrín, además harían que éste fuera más complicado de remover del tratador.

Otro material que puede ser utilizado como material de filtrado es la fibra de vidrio (*glass wool*) cuando sus fibras son de tamaño adecuado. La fibra de vidrio con silicona mejora el efecto de filtrado debido a que son más mojables por aceite que las que no están cubiertas. Este material no es muy utilizado a causa

de su alto costo inicial y sus problemas de obstrucción. De igual forma, otros materiales de filtrado como plásticos y metales porosos no se emplean por la dificultad para obtener y mantener el espacio poroso apropiado, además de que se obstruyen fácilmente, por lo cual dejan de funcionar.

2.2.8 Asentamiento gravitacional

El asentamiento gravitacional es el método más viejo, simple y utilizado para el tratamiento de emulsiones de aceite crudo. La diferencia de densidades en el aceite y el agua causa que el agua se asiente fuera del aceite por efectos de gravedad. La fuerza gravitacional es contrarrestada por una fuerza de arrastre ocasionada por el movimiento descendente de las gotas a través del aceite. Cuando estas fuerzas son iguales, una velocidad constante es alcanzada, la cual puede ser calculada con la ley de Stokes:

$$v = \frac{(1.78 \times 10^{-6}) \Delta \gamma_{ow} d^2}{\mu_o}, \dots \text{Ec.2.1}$$

donde:

v = Velocidad de descenso de las gotas de agua con respecto al aceite [ft/seg]

d = Diámetro de la gota de agua [μm]

γ_{ow} = Diferencia de gravedad específica entre el agua y el aceite [adimensional]

μ_o = Viscosidad dinámica del aceite [cp]

Se pueden apreciar varias conclusiones de la ecuación anterior:

- Entre más grande sea la gota de agua, la velocidad de descenso será mayor (entre más grande sea la gota le tomara menos tiempo a la misma asentarse en la parte inferior del tratador y en consecuencia será más sencillo tratar el aceite).

- Entre más grande sea la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, la velocidad de descenso será mayor (entre más ligero sea el aceite será más sencillo tratarlo).
- Entre más alta sea la temperatura la viscosidad será menor y por lo tanto, la velocidad de descenso será mayor. Es más sencillo tratar el aceite a altas temperaturas que a bajas (suponiendo un mínimo efecto en la diferencia de densidades debido al aumento de la temperatura).

El asentamiento gravitacional puede ser utilizado en solitario únicamente para tratar una emulsión débil o inestable, de cualquier manera, para emulsiones fuertes el asentamiento gravitacional separará el agua del aceite sólo cuando se utilice con otros métodos de tratamiento, los cuales incrementarán el tamaño de las gotas al desestabilizar la emulsión causando coalescencia.

2.2.9 Tiempo de residencia

En un asentador gravitacional (*gravity settler*), o bien, en la sección de coalescencia de un tratador ocurre el fenómeno de la coalescencia. Esto pasa debido a las pequeñas fuerzas que se presentan sobre las gotas, no obstante, la tasa de contacto entre las gotas de agua es pequeño y la coalescencia raramente ocurre de manera inmediata cuando dos gotas impactan. Por lo tanto, el proceso de coalescencia ocurre con el paso del tiempo.

El agregar más tiempo de residencia del que es necesario para la coalescencia inicial puede no afectar significativamente el tamaño de las gotas de agua, las cuales deben ser separadas por gravedad para cumplir la calidad deseada del aceite. Usar un tanque de gran altura incrementa el tiempo de residencia pero no disminuye la velocidad de ascenso del aceite y puede no incrementar significativamente el tamaño de las gotas de agua. Por lo tanto, el tiempo de

residencia ganado por el uso de un tanque de gran altura no afectará significativamente el contenido de agua que tendrá el aceite a la salida.

Usar un tanque de diámetro grande también aumenta el tiempo de residencia, pero aún más importante, disminuye la velocidad de ascenso del aceite, permitiendo que las gotas de agua más pequeñas se asienten fuera del aceite debido a la gravedad. En este caso puede que el incremento del tiempo de residencia no sea el que mejoró la calidad del aceite sino, más bien, se debe a la reducción de la velocidad de flujo, la cual disminuyó el tamaño de las gotas de agua que pueden ser separadas del aceite por efectos gravitacionales.

2.2.10 Centrifugación

Debido a la diferencia de densidades entre el agua y el aceite, la fuerza centrífuga puede ser usada para romper la emulsión y de esta manera separar sus componentes. Pequeños centrifugadores, como el que es mostrado en la **Figura 2.8**, son usados de igual manera para determinar la cantidad de sedimento básico y agua (BS&W) contenido por las muestras de emulsión de aceite crudo.

Muy pocos centrifugadores han sido instalados en los campos petroleros para tratar las emulsiones. La razón por la que los centrifugadores no han sido comúnmente usados para el tratamiento es por su alto costo inicial, altos costos operacionales y de mantenimiento, baja capacidad y por su tendencia fallar (atascarse).



Figura 2.8 Centrifugador de laboratorio.

2.2.11 Destilación

La destilación puede ser usada para remover el agua de las emulsiones de aceite crudo. Junto con el agua, las fracciones ligeras del aceite pueden ser destiladas mediante calentamiento y posteriormente ser separadas mediante procesos adecuados. Las fracciones ligeras usualmente se regresan al aceite con el fin de no disminuir la calidad del mismo.

El único método actual para el uso de la destilación es el “sistema flash” el cual es usado en aceites de 15 [°API] o menores. Estos sistemas usan el exceso de calor en el aceite recibido del tratador o el sistema de tratamiento y convierte el calor sensible en calor latente a presión atmosférica o cercana a ella. Un condensador de superficie condensa el vapor obtenido por el proceso flash en

un enfriador, la corriente de aceite no tratado recibe el exceso de calor que normalmente se desperdicia.

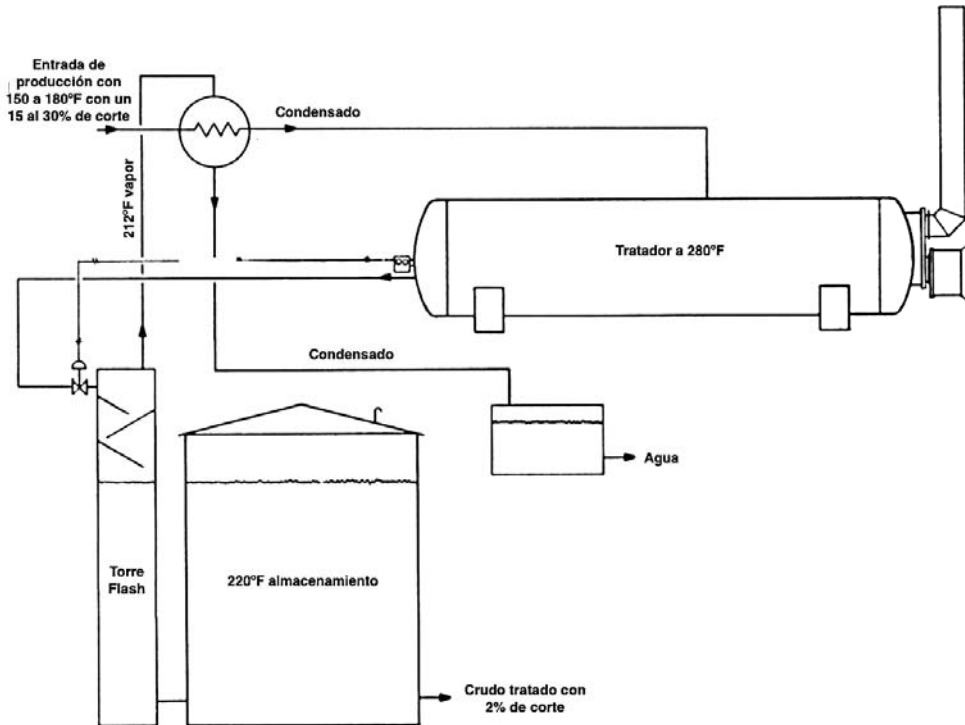


Figura 2.9 Sistema típico de destilación flash, para tratar emulsiones de aceite crudo de alta viscosidad.^[9]

La **Figura 2.9** muestra un sistema típico de destilación flash para tratamiento de emulsiones de aceites crudos de alta viscosidad. Es muy importante en un sistema flash que la presión de operación sea mantenida lo suficientemente alta para mantener la temperatura de ebullición del agua en la emulsión a por lo menos 40 [°F] por encima de la temperatura normal de ebullición del agua. Esto ayudará a prevenir deposición de incrustaciones en los elementos de calentamiento.

Las desventajas de la destilación son:

- Costos demasiado altos.
- Los sólidos disueltos y en suspensión que se encuentran en el agua permanecen en el aceite cuando el agua es removida por evaporación.

Por estas razones, el sistema de tratamiento flash normalmente es limitado para aceites pesados que deben cumplir especificaciones bajas de sedimento básico y agua (*BS&W*) en tuberías, como puede ser el caso en los climas fríos.

Capítulo 3. Equipos de tratamiento de emulsiones

El objetivo de este capítulo es mostrar los equipos o sistemas para tratamiento de emulsiones. Cada equipo en particular necesita dimensionar las piezas del mismo reconociendo sus aplicaciones específicas, así como la experiencia y el criterio ingenieril que requieren. Hasta el momento no existe un procedimiento ideal con el cual, a partir de las propiedades de las emulsiones, se puedan inferir los procesos de tratamiento más económicos y donde se tomen en consideración: la temperatura para su tratamiento, el uso de químicos y el tamaño físico del equipo de tratamiento.

3.1 Descripción de los equipos de tratamiento de emulsiones^[9]

Diferentes sistemas o equipos de tratamiento pueden tratar una emulsión satisfactoriamente. Sin embargo, un sistema o equipo puede ser mejor a los otros según su diseño, operación, costo inicial, costo de mantenimiento y costo operacional. Desde luego, seleccionar la menor cantidad de internos y/o el diseño más simple para cada sistema de tratamiento optimizará los costos iniciales y operacionales. En esencia, se deben usar una combinación de métodos para el tratamiento de emulsiones que logren proporcionar un menor uso de químicos, menores temperaturas de tratamiento, menor pérdida de componentes ligeros, y sobre todo la reducción directa de costos de tratamiento con un rendimiento superior.

Como un ejemplo práctico, es difícil predecir el balance económico entre la cantidad de químico a emplear y el calor usado para desestabilizar la emulsión y ayudar en la coalescencia. En algunas áreas de Texas, U.S.A., y el Golfo de México, algunos operadores no añaden calor para tratar aceites relativamente ligeros, mientras que otros operadores bajo las mismas condiciones añaden

calor al tratar crudos de similares naturalezas, con el fin de minimizar costos de uso de químicos y tamaño del equipo de tratamiento.^[9]

A continuación se nombran los diferentes equipos o sistemas para el tratamiento de emulsiones:

- Separadores de agua libre (*Free Water Knock Out, FWKO*).
- Tanques de almacenamiento.
- Tanques de asentamiento (*Settling tanks*).
- Tratadores de flujo horizontal.
- Tratadores térmicos horizontales y verticales (*Heater-Treaters*).
- Tratadores electrostáticos.

Cada sistema de tratamiento y sus componentes se encuentran disponibles en una amplia variedad de tipos, configuraciones, diseños, tamaños, usos y precios. En los siguientes numerales se describirán cada uno de los sistemas para el tratamiento de emulsiones.

3.1.1 Separadores de agua libre (*FWKO*)^[6]

En lugares donde se producen grandes cantidades de agua, por lo general, es recomendable separar el agua libre antes de tratar las emulsiones. Esto se logra empleando un separador conocido como (*FWKO*).

Un separador de agua libre es un contenedor presurizado que se utiliza para remover el agua libre de la corriente del crudo. Estos se encuentran localizados en la corriente de producción donde la turbulencia ha sido minimizada (Arnold, 2008).

Cuando el aceite y el agua son moderadamente agitados y después se dejan asentar, normalmente se forman tres distintas fases:

- a) Una capa superior de aceite limpio con una pequeña cantidad de agua dispersa formando gotas muy pequeñas,
- b) Una capa inferior de agua relativamente limpia (agua libre) con una pequeña cantidad de aceite disperso en forma de gotas pequeñas y
- c) Una capa de emulsión en medio.

A medida que la coalescencia ocurre con el tiempo, la cantidad de agua y aceite emulsionados se aproxima a cero.

Los *FWKO*s pueden ser diseñados, en forma vertical u horizontal, pero el diseño horizontal es más empleado. La **Figura 3.1** muestra un ejemplo de un *FWKO*, donde el fluido entra al contenedor y fluye contra el desviador. El cambio repentino debido al impacto, causa una separación inicial del líquido y el gas, lo que impedirá que el gas perturbe la sección de asentamiento del contenedor.

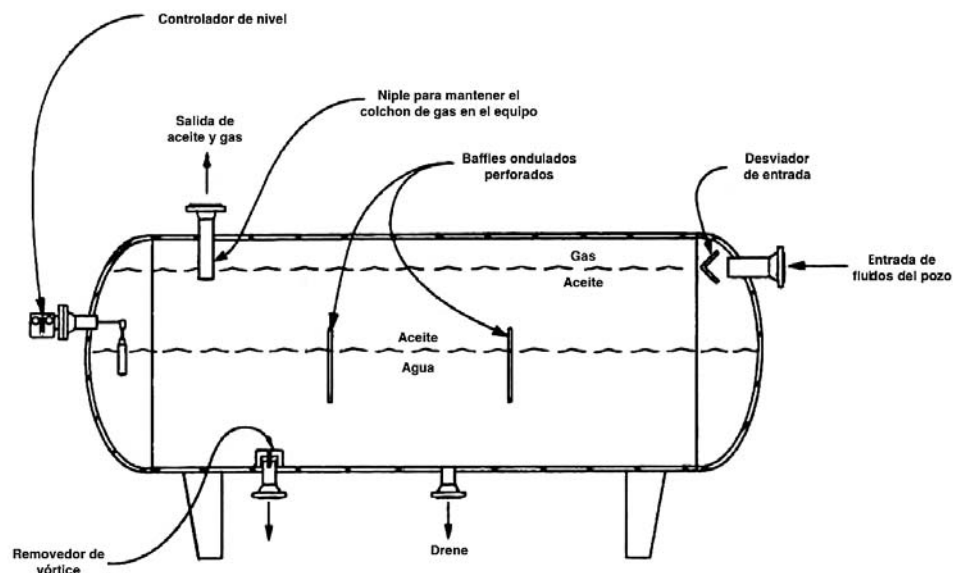


Figura 3.1 Separador de agua libre típico.^[6]

El agua y el aceite normalmente se separan de manera más rápida en un *FWKO* cuando el líquido viaja a través de un contenedor horizontal, ya que el flujo

horizontal permite un movimiento descendente menos restringido a las gotas de agua.

Es posible agregar un tubo de fuego (*Fire tube*) a los *FWKO*s, como se muestra en la **Figura 3.2**. En este caso, aunque el recipiente es llamado *FWKO* realiza la función de un tratador de emulsiones.

Un *FWKO* bien diseñado puede realizar diferentes funciones:

- a) Desgasificación,
- b) Lavado con agua,
- c) Proporcionar suficiente tiempo de residencia, y
- d) Proporcionar un correcto patrón de flujo para que el agua libre sea removida de la emulsión.

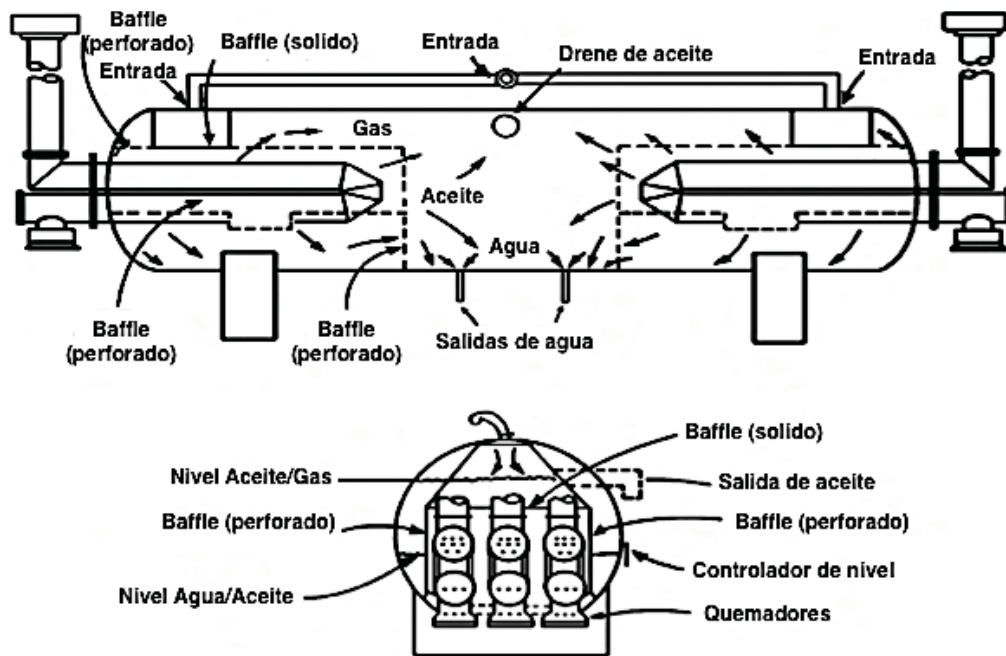


Figura 3.2 Separador de agua libre con tubos de fuego en cada extremo.^[9]

Los separadores de agua libre normalmente operan a una presión de 3 [kg/cm^2] (50 [*psig*]) o menos, dependiendo de la ubicación en la que el contenedor se

encuentre en el sistema. Los internos deben ser cubiertos o protegidos de la corrosión, ya que estarán en constante contacto con agua salada.^[1]

3.1.2 Tanques de almacenamiento^[9]

En general, el aceite debe estar libre de agua antes de que éste sea enviado a los tanques de almacenamiento para su venta. Sin embargo, si el aceite contiene un pequeño porcentaje de agua y/o el agua y el aceite están ligeramente emulsionados, se debe permitir que el agua se asiente en la parte inferior del tanque para ser extraída antes del envío. Esta práctica no es recomendada.

Cuando un tanque de almacenamiento es usado para deshidratar, el aceite es enviado hacia el tanque y se permite al agua depositarse. Cuando el tanque “A” está lleno de líquido, se detiene el flujo hacia ese tanque y la producción es enviada a otro tanque “B” si es que se tiene; el tanque “A” que se encuentra lleno del líquido se mantiene inactivo mientras el agua se separa del aceite. Cuando el agua se ha separado, es drenada por la parte inferior del tanque y el aceite es medido, muestreado y bombeado hacia un camión o una línea.

No se emplea el lavado con agua en los tanques de almacenamiento estándares debido a la poca profundidad de estos y a la ausencia de un difusor (*spreader*) adecuado, ya que realizar un lavado con agua traería un mínimo o nulo beneficio.

3.1.3 Tanques de asentamiento o *Gunbarrels*

A los tanques de asentamiento se les conoce con diferentes nombres, tales como: *Gunbarrel*, *Wash tank* (tanque de lavado) y tanque de deshidratación.

Los tanques *Gunbarrel* son los equipos más antiguos empleados en tierra para tratar el aceite de múltiples pozos en una batería convencional. Estos tanques son tratadores de flujo vertical dentro de un tanque a presión atmosférica. Su uso es muy común cuando se trabaja en aceites pesados como es el caso de Sumatra, Indonesia y California.^[8]

Los detalles de diseño de estos tanques difieren de campo a campo y de compañía a compañía, pero todos los *Gunbarrels* deben contener la mayoría de los elementos que se muestran en la **Figura 3.3**.

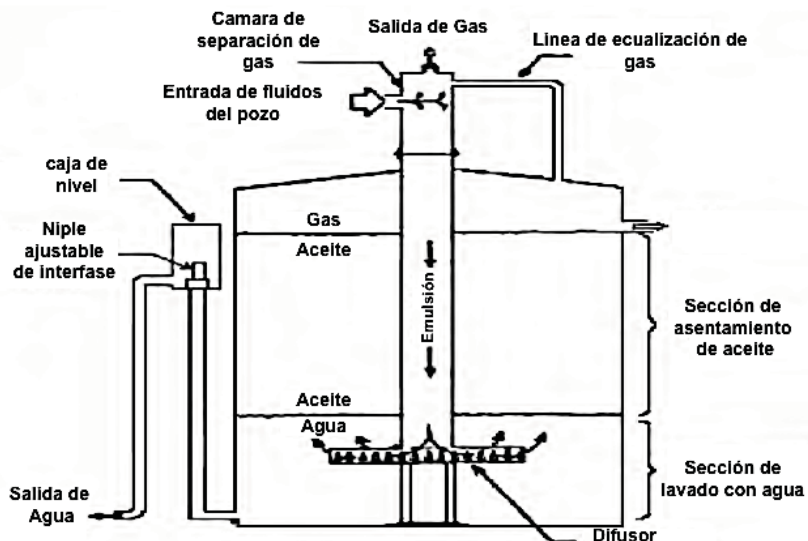


Figura 3.3 Tanque de asentamiento (Gun barrel) típico con bajante central y difusor de emulsiones.^[6]

En el tanque, la emulsión entra a una cámara de separación de gas (*Gas boot*), en donde el impacto causa la separación del gas que contiene la emulsión. Las cámaras de separación de gas pueden ser tan simples como un tramo de tubo, o pueden contener toberas o baffles para ayudar a separar el gas. Si existe demasiado gas en el flujo de aceite, se deben emplear dos o tres etapas de separación antes de llegar al tanque de asentamiento, con la finalidad de que la cámara de separación sólo separe el gas que se libera debido al decremento de la presión que ocurre en el trayecto del separador al tanque de asentamiento

Debido a que los *Gunbarrels* tienden a ser de un diámetro mayor que los tratadores térmicos verticales, se han diseñado diferentes sistemas de difusores (*spreaders*) tratando de crear un flujo uniforme ascendente de emulsión para aprovechar al máximo la sección transversal completa.^[1]

Entre mejor sea la difusión cuando asciende la emulsión y se aproxime a un flujo uniforme, menor será el promedio de velocidad de ascenso y las gotas más pequeñas de agua lograrán asentarse fuera de la emulsión. Cuando la emulsión ascienda por encima de la interfase agua/aceite, las gotas de agua se asentarán por gravedad. Debido a que existe muy poca coalescencia encima de dicha interfase, el incrementar la altura de esta sección puede no afectar de manera importante la calidad del aceite a la salida.

Se debe dejar por lo menos de 6 a 12 [pg] por encima del fondo del tanque, con la finalidad de permitir la acumulación de arenas. Algunos tanques cuentan con elaborados sistemas de remoción y drenado de arenas que pueden o no formar parte del sistema de recolección de agua.^[6]

El tiempo de residencia para la emulsión dentro del tanque es normalmente de 12 a 24 hrs.

El nivel de agua es controlado con una pierna de agua (*Water leg*) o con un controlador de nivel automático. Las piernas de agua son usadas, con buenos resultados, en emulsiones cuya densidad está por encima de los 20 [°API] y mientras exista una diferencia de densidades suficiente entre el aceite y el agua. Se obtiene un rendimiento insignificante cuando la densidad se encuentra entre 15 y 20 [°API]; y para densidades menores a 15 [°API] no es utilizado este tipo de control.

La mayoría de los tanques de asentamiento son en frío (a temperatura ambiente), aunque es posible añadir calor al proceso mediante el uso de:

- Un calentador directo
- Un calentador indirecto, o
- Un intercambiador de calor.

Es preferible calentar el fluido antes de la entrada al tanque, ya que con esto se libera más gas en la cámara de desgasificación. Sin embargo, esto significa que deberá ser empleado combustible, para calentar el agua libre en la entrada (Arnold, 2008).

En la **Figura 3.4** se muestra un esquema de un tanque de asentamiento (*Gunbarrel*) con un tubo de fuego.

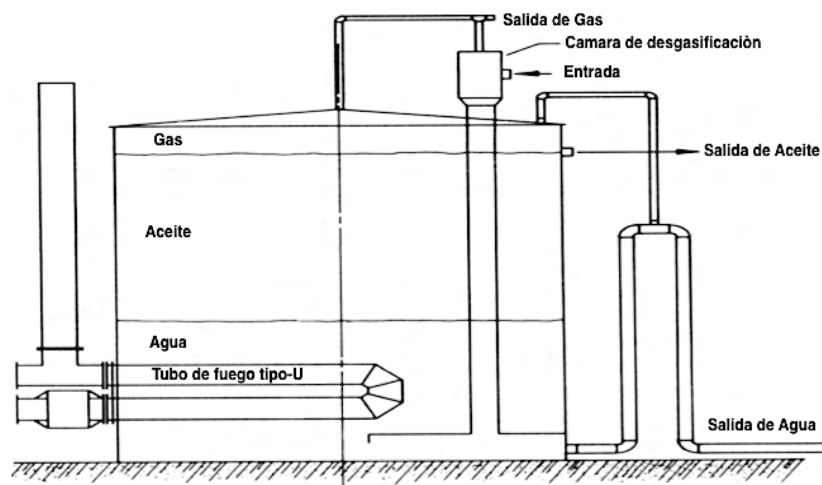


Figura 3.4 Tanque de asentamiento (*Gunbarrel*) con un calentador directo.^[6]

En un **calentador directo**, el fluido a ser calentado está en contacto directo con el tubo de fuego (fire tube) o con el elemento de calentamiento. Estas unidades normalmente son construidas de manera que el tubo de fuego pueda ser removido para limpieza, reparación, y/o sustitución.

En un **calentador indirecto**, el fluido pasa a través de serpentines (*pipe coils*) o tubos que están inmersos en agua, aceite, sal eutéctica u otro medio de transferencia de calor que, a su vez, será calentado por un tubo de fuego similar al que es usado en los calentadores directos. Cuando se usa agua como el medio de transferencia de calor, se recomienda usar agua libre de impurezas, debido a que esto prolonga la vida del calentador y previene incrustaciones en la superficie del tubo de fuego y en los serpentines

Los **intercambiadores de calor**, son usados cuando el calor residual de motores y turbinas es recuperado, o en donde los calentadores están prohibidos. En baterías complejas, especialmente en el mar, el sistema central de transferencia de calor recupera el calor residual del sistema y lo suministra a través de intercambiadores de calor a todo el proceso.

Cuando los tanques de asentamiento son calentados directamente, operan de manera similar que los tratadores de emulsiones verticales y horizontales.

3.1.3.1 Tratadores de flujo horizontal^[1]

No todos los tanques de asentamiento, poseen todas las secciones descritas hasta el momento, algunos son usados dependiendo de las propiedades de la emulsión, los gastos, la calidad deseada del fluido y del proceso seleccionado para la batería. La **Figura 3.3** muestra un ejemplo de la mayoría de los tanques de asentamiento usados en la actualidad, sin embargo, algunos tanques tienen un diferente patrón de flujo como es mostrado en la **Figura 3.5**.

Los tratadores de flujo horizontal son poco comunes, consisten en un tanque cilíndrico para el tratamiento de la emulsión, el cual en su interior cuenta con baffles verticales paralelos entre sí. Estos baffles verticales establecen un patrón

de flujo horizontal en el tanque cilíndrico, con el cual será más eficiente la separación gravitacional.

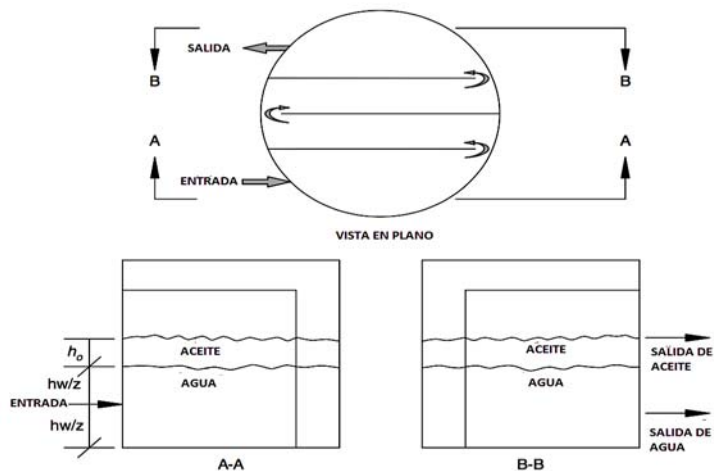


Figura 3.5 Vista en plano de un tratador de flujo horizontal.^[1]

El aceite, la emulsión y el agua entran al tanque y deberán seguir la trayectoria de flujo entre los baffles. La separación se lleva a cabo en el área que se encuentra entre dichos baffles. La turbulencia en conjunto con altas velocidades de flujo impide que se logre la separación en las esquinas donde el flujo cambia de dirección. Estudios indican que aproximadamente dos terceras partes del tanque son efectivas para la separación agua-aceite.

3.1.4 Tratadores térmicos (*Heater-Treaters*)^[1]

Los tratadores térmicos (*Heater-Treaters*) representan una optimización de los tanques de asentamiento y del sistema de calentamiento. Existen diversos diseños para manejar diferentes condiciones tales como:

- a) Viscosidades,
- b) Diferentes densidades del aceite,
- c) Gastos altos y bajos,

- d) Corrosión, y
- e) Bajas temperaturas.

Cuando comparamos este tipo de tratadores con los tanques de asentamiento, los tratadores térmicos tienen un menor costo inicial, ofrecen un menor costo de instalación, una gran eficiencia de calor, una mayor flexibilidad y en general una elevada eficiencia en comparación con los primeros.

Por otro lado, los tratadores térmicos cuentan con algunas complicaciones tales como:

- a) Un menor espacio para almacenar sedimentos, y
- b) una mayor sensibilidad a químicos.

Debido a que los tratadores térmicos son más pequeños que otros tipos de tratadores, los tiempos de residencia que estos ofrecen son mínimos (10 a 30 min) si los comparamos con los tiempos de residencia ofrecidos por los *Gunbarrels* y los tratadores de flujo horizontal.

Un problema común del uso de tratadores térmicos es la corrosión interna en la bajante. Adicionalmente, el aumento de sedimento en las paredes o en la parte inferior del tratador puede causar que los niveles de la interfase se eleven y que el aceite salga del tratador aun con agua salada. También se deben realizar inspecciones dos veces al año, como mínimo, para revisar la corrosión, la acumulación de sedimento y la acumulación de incrustaciones.

3.1.4.1 Tratadores térmicos verticales

Los tratadores térmicos verticales son las unidades más utilizadas como tratadores de emulsión para un sólo pozo. Los tratadores térmicos verticales cuentan con cuatro secciones principales:

1. Sección de separación de gas,
2. Sección de separación de agua libre (FWKO),
3. Sección de calentamiento y lavado con agua, y
4. Sección de coalescencia-asentamiento.

En un diseño típico, como el que se muestra en la **Figura 3.6**, el flujo entra en la sección de separación del gas, cerca de la parte superior del tratador, en donde el gas se separará del líquido. Esta sección debe ser dimensionada adecuadamente para lograr separar de manera eficiente el gas del líquido entrante; cabe mencionar que esta sección debe contar con una placa desviadora y un extractor de niebla (*Mist Extractor*). Si el tratador se encuentra después de los separadores, esta sección será de un tamaño muy pequeño.

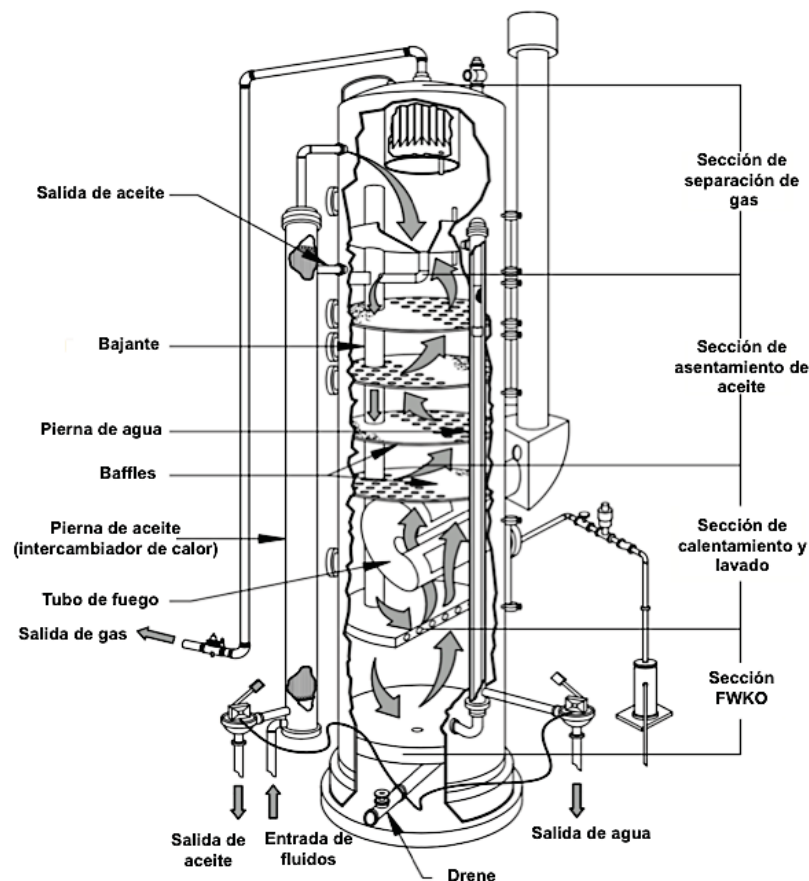


Figura 3.6 Esquema simple de un tratador térmico vertical.^[8]

El líquido fluirá a través de la bajante hacia la parte inferior del tratador, la cual funciona como un separador de agua libre (FWKO). Si el tratador se encuentra localizado después de un FWKO o un separador trifásico, la sección inferior será muy pequeña. Si el flujo total proveniente del pozo va a ser tratado, esta sección deberá tener un tamaño suficiente para permitir un tiempo de residencia suficiente (normalmente de 3 a 5 [min]), para permitir que el agua libre se deposite fuera del aceite. Esto minimiza la cantidad de combustible necesaria para calentar el líquido en la sección de calentamiento.

El aceite y la emulsión ascienden a través de la sección de calentamiento y lavado, en donde el fluido será calentado como se ve en la **Figura 3.6**, normalmente se usa un tubo de fuego en el área de calentamiento y lavado para calentar la emulsión. Después de calentado el aceite y la emulsión, éstos entran a la sección de coalescencia, donde se proporciona el tiempo de residencia suficiente para lograr que las gotas pequeñas de agua en el aceite coalescan y se asienten en la parte inferior del tratador. En la misma figura, se puede apreciar que algunas veces los baffles son instalados en la sección de coalescencia para el tratamiento de emulsiones difíciles. Los baffles hacen que el aceite y la emulsión fluyan en *zig-zag* a través del tratador.

El aceite ya tratado abandona el equipo por la salida de aceite que se encuentra en la parte superior de la sección de coalescencia y pasa a través de una pierna de aceite intercambiadora de calor, en donde una válvula controla el flujo. El aceite calentado y limpio precalienta la emulsión entrante dentro de la pierna de aceite intercambiadora de calor, como se observa en la **Figura 3.7**.

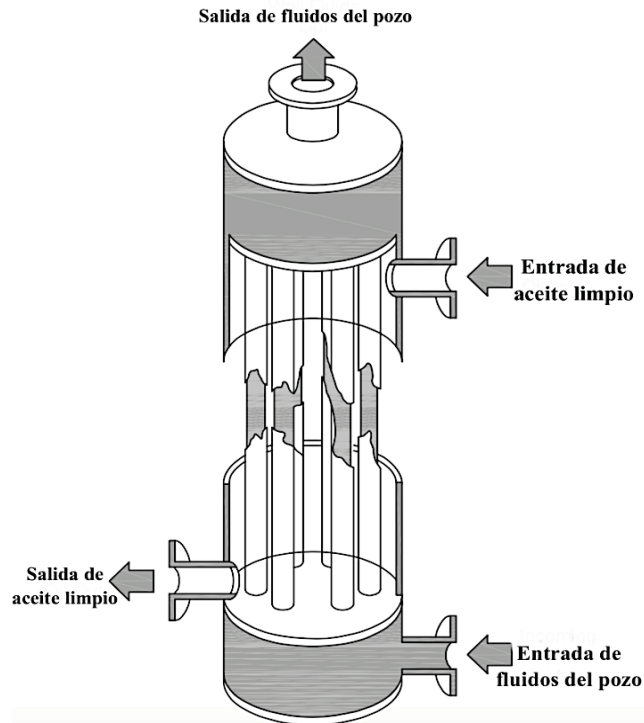


Figura 3.7 Intercambio de calor en la pierna de aceite.^[1]

Como se puede apreciar en la **Figura 3.8**, el gas liberado del aceite debido al calentamiento es capturado en la cabeza de condensación. El gas que no se logre condensar fluirá a través de una línea hacia la sección de separación de gas. Como se puede apreciar en la **Figura 3.8**, un extractor de niebla remueve el poco líquido que pueda ir con el gas antes de que éste salga del tratador. El gas que es liberado debido al calentamiento del aceite puede crear problemas en el tratador si éste no fue diseñado adecuadamente. Si una gran cantidad de gas es liberada, esta puede crear suficiente turbulencia para inhibir la coalescencia.

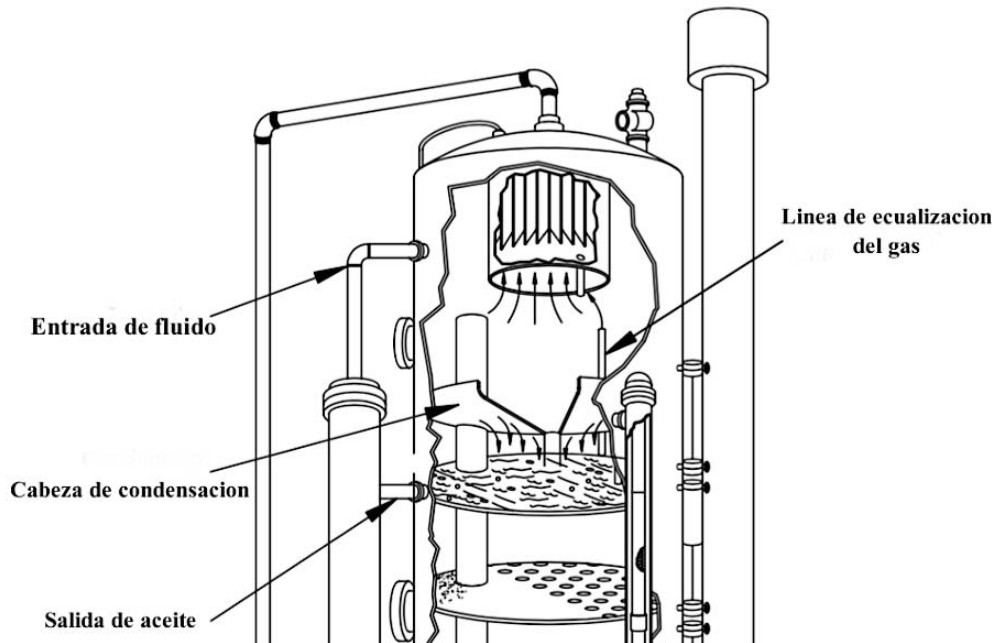


Figura 3.8 Proceso del gas liberado dentro del tratador.^[1]

La **Figura 3.6** muestra un tratador con un tubo de fuego, pero también es posible usar un intercambiador de calor para proporcionar el calor requerido, o bien, para calentar la emulsión antes de que entre al tratador. Por razones de seguridad, algunas compañías que operan costa afuera prefieren el uso de intercambiadores de calor de tubo o placa y fluidos de transferencia de calor dentro del tratador, en lugar del uso de tubos de fuego.^[6]

3.1.4.2 Tratadores térmicos horizontales

Los tratadores térmicos horizontales normalmente son empleados cuando se requiere tratar el flujo de múltiples pozos. La **Figura 3.9**. muestra el esquema de un tratador térmico horizontal típico, los detalles del diseño varían de fabricante a fabricante, pero los principios son los mismos.

Éstos cuentan con tres secciones principales:

1. Sección frontal (Calentamiento y lavado con agua),

2. Sección de carga (*Surge section*) y
3. Sección de coalescencia.

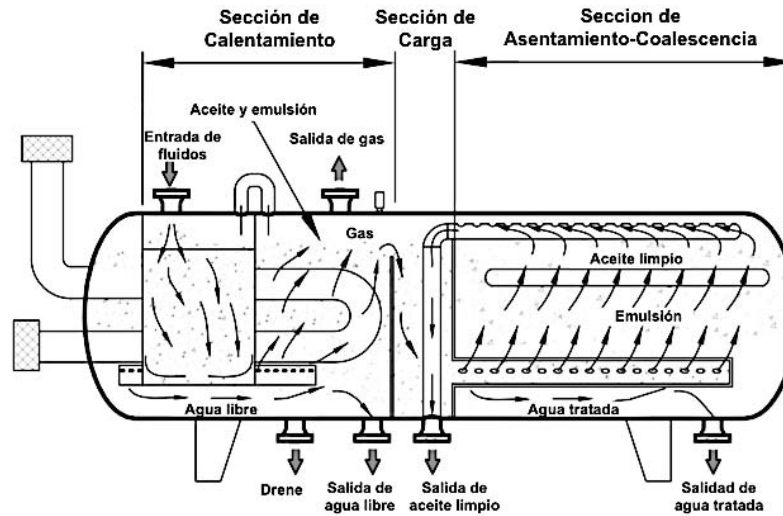


Figura 3.9 Esquema simple de un tratador térmico horizontal.^[8]

El fluido entra en la sección frontal (Calentamiento) a través de la entrada de fluidos y baja hacia la campana desviadora (*Deflector hood*), donde el gas es liberado y removido, como se puede apreciar en la **Figura 3.10**. Los materiales más pesados (agua y sólidos) fluyen hacia la parte inferior, mientras que los materiales ligeros (gas y aceite) fluyen hacia la parte superior. Como se muestra en la **Figura 3.9**, el aceite, la emulsión y el agua libre pasan alrededor de la campana deflectora hacia el difusor localizado ligeramente por debajo de la interfase agua-aceite, en donde el fluido será lavado con agua y el agua libre será separada.

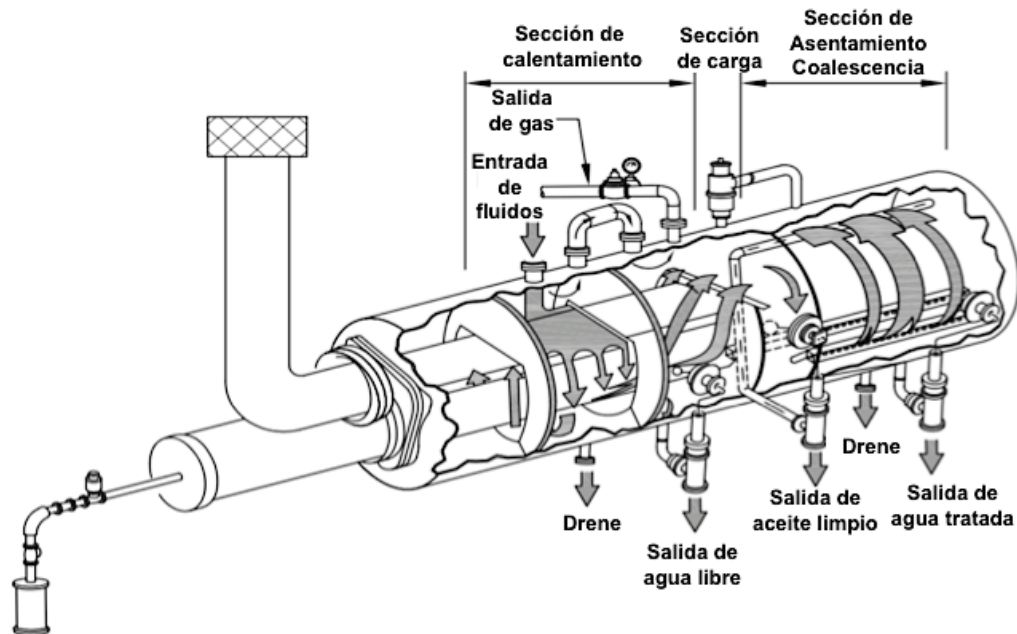


Figura 3.10 Vista 3D del patrón de flujo de un tratador térmico horizontal.^[1]

A medida que el agua libre se separa de la emulsión en la sección frontal, el nivel de agua aumenta. Si el agua no es removida, esta seguirá aumentando hasta que desplace toda la emulsión y comience a derramarse dentro de la sección de carga. Por otro lado, si el nivel de agua es demasiado bajo, la sección frontal no será capaz de lavar el aceite y la emulsión, reduciendo la eficiencia del tratador. La interfase agua-aceite es controlada por un controlador de nivel de interfase, el cual utiliza una válvula de descarga para el agua libre.

Un controlador de nivel en la sección de carga, utiliza una válvula de descarga en la línea de salida de aceite limpio. Esta válvula de descarga regula el flujo de aceite en la parte superior del tratador. Cuando la válvula de descarga de aceite limpio es abierta, la presión del gas en la cámara de carga obliga a la emulsión a fluir a través del difusor (*Spreader*) y empuja al aceite limpio hacia el colector de aceite (Ver **Figura 3.11**).

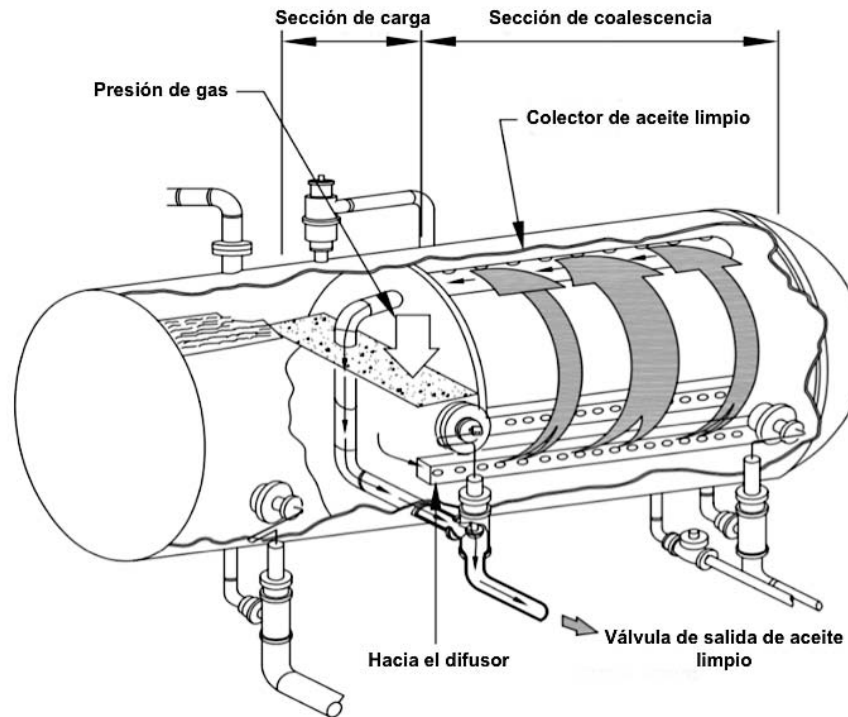


Figura 3.11 Funcionamiento de la válvula de descarga de aceite limpio.^[1]

El aceite y la emulsión fluyen hacia un difusor en la sección de coalescencia. El difusor distribuye el flujo de manera uniforme a lo largo de esta sección. Debido a que el aceite limpio es más ligero que la emulsión y el agua, éste subirá hacia el colector de aceite limpio, donde será llevado hacia la salida de aceite limpio. El colector es diseñado para mantener un flujo uniforme vertical de aceite en la sección de coalescencia. Las gotas de agua fluirán a contracorriente hacia la parte inferior de esta sección.

La sección frontal debe ser diseñada para manejar el asentamiento del agua y el calentamiento del aceite; mientras que la sección de coalescencia debe ser diseñada para proporcionar el tiempo de residencia suficiente en que ocurra la coalescencia y permitir que las gotas de agua se asienten contracorriente al flujo de aceite.

La mayoría de los tratadores térmicos horizontales construidos hoy en día no utilizan tubos de fuego, el calor es añadido a la emulsión en intercambiadores de calor antes de que la emulsión entre al tratador. En estos casos, la sección frontal del tratador puede ser muy pequeña, debido a que su función principal es desgasificar la emulsión antes de que esta fluya a la sección de coalescencia.

3.1.5 Tratadores electrostáticos^[8]

El patrón de flujo en un tratador electrostático es básicamente el mismo que el de un tratador térmico horizontal, con la salvedad de que una malla electrostática es añadida en la sección de coalescencia, la cual ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua. La **Figura 3.12** muestra un esquema simple de un tratador electrostático típico.

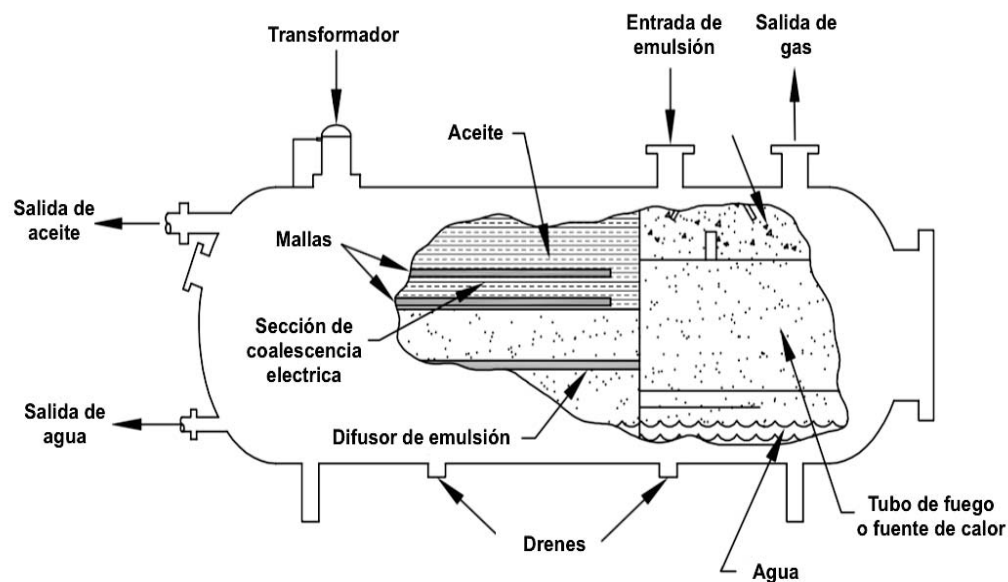


Figura 3.12 Esquema simplificado de un tratador electrostático.^[1]

La sección electrostática contiene dos o más electrodos, uno como tierra al contenedor y otro suspendido por aislantes. Un sistema eléctrico suministra la energía al electrodo suspendido, el voltaje usual aplicado a una malla de

electrodos se encuentra entre 10,000 a 35,000 [VAC], y el consumo de energía es de 0.05 a 0.10 [KVA/ft²] (0.54 a 1.08 [KVA/m²]). La intensidad del campo electrostático es controlada por el voltaje y el espaciamiento de los electrodos. En algunas instalaciones la ubicación de la tierra física puede ser ajustada externamente para incrementar o disminuir el espaciamiento con el electrodo caliente. Las intensidades óptimas del campo electrostático varían dependiendo la aplicación, pero en general se encuentran en un intervalo de 1000 a 4000 [V/in] (39 a 157 [V/mm]) de separación.

El uso de un campo eléctrico es más efectivo cuando la viscosidad del fluido es menor a 50 [cp] a la temperatura de separación, la diferencia de gravedad específica entre el aceite y el agua es mayor a 0.001, y cuando la conductividad eléctrica de la fase aceite no excede 10^{-6} [mho/cm].

El sistema de control eléctrico que suministra la energía a los electrodos consiste en transformadores eléctricos (elevadores), ya sean monofásicos o trifásicos, en el que el lado primario es conectado a una fuente de bajo voltaje (208, 220, o 440V) y embobinados secundarios son diseñados para que el voltaje sea de la magnitud deseada (**Ver Figura 3.13**).

Como se muestra en la **Figura 3.14**, el aceite y las pequeñas gotas de agua entran a la sección de coalescencia y viajan en dirección ascendente hacia la sección de la malla electrostática, donde las gotas de agua serán “electrificadas” o “ionizadas” y serán forzadas a chocar entre sí.

Los electrodos tienen cargas eléctricas que se invierten muchas veces por segundo, por esto, las gotas de agua se encuentran en un movimiento constante hacia delante y hacia atrás. Entre mayor sea el movimiento de las gotas, mayor será la probabilidad de que las gotas de agua choquen entre sí, se rompa la película creada por el agente emulsionante, coalescan las gotas, y se asienten fuera de la emulsión.

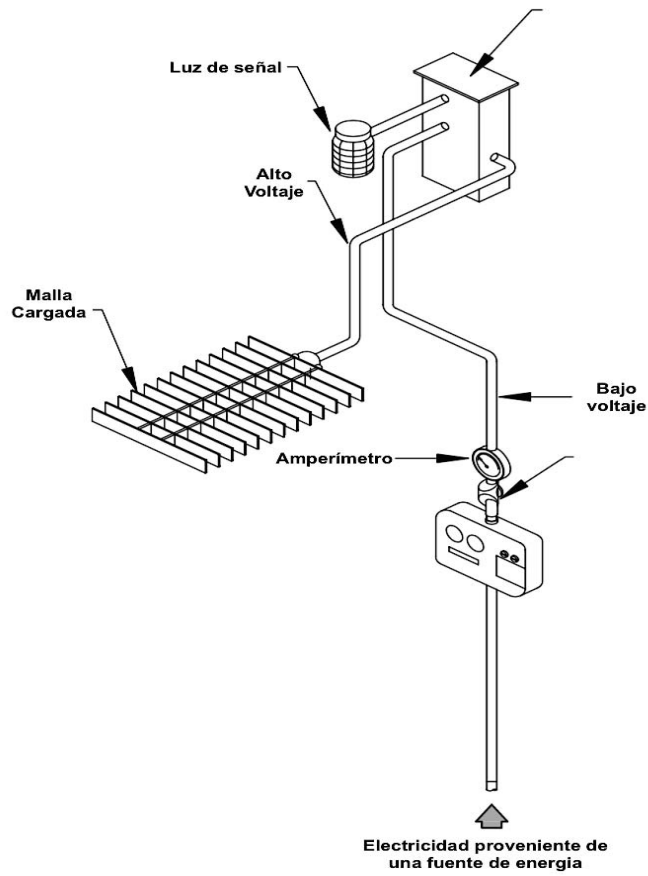


Figura 3.13 Sistema de control eléctrico de un tratador electrostático.^[8]

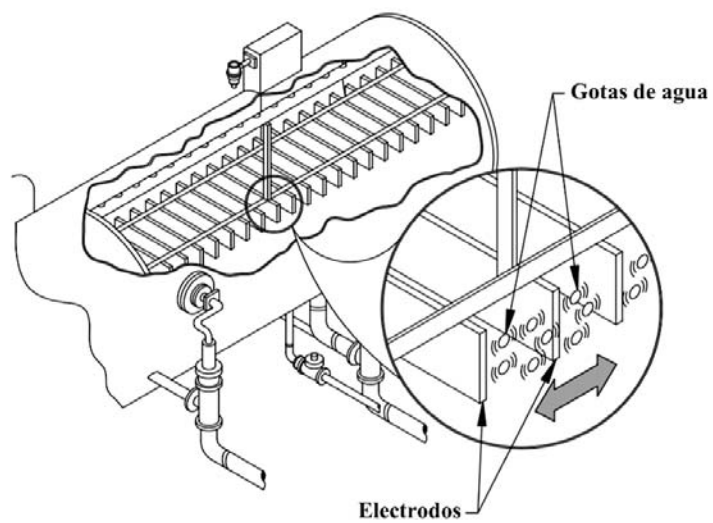


Figura 3.14 Efecto producido en las gotas de agua de la emulsión debido a la carga eléctrica.^[8]

A causa de las colisiones forzadas, los tratadores electrostáticos normalmente operan a bajas temperaturas y usan menos combustible que los tratadores térmicos horizontales. El tiempo en el campo eléctrico es controlado, como se mencionó anteriormente, por el espaciamiento de los electrodos y la configuración del tratador. Es fundamental que el diseño del tratador proporcione la distribución adecuada de la emulsión a través de una malla eléctrica, lo cual es importante para mantener el fluido en la fase líquida en la sección de coalescencia eléctrica.

Es fundamental el prevenir que el nivel de agua alcance la altura de los electrodos, debido a que casi toda el agua producida contiene sal y ésta hace que el agua se convierta en un buen conductor eléctrico. Por lo tanto, si el agua entra en contacto con los electrodos puede producir un cortocircuito en la malla o en el transformador.

Dado que la coalescencia de las gotas de agua en un campo eléctrico depende de las características específicas de la emulsión tratada, encontrar el tamaño correcto de la malla (área) requiere de pruebas de laboratorio. La experiencia en el campo suele indicar que los tratadores electrostáticos son eficientes para reducir el contenido de agua en el crudo entre un nivel de 0.1 a 0.5 porciento, esto hace que este tipo de tratadores en particular sean atractivos para operaciones de desalación.

Capítulo 4. Subsistemas empleados en el tratamiento de emulsiones^[6]

En este capítulo se mencionan algunos de los diferentes subsistemas empleados en los tratadores de emulsiones. Estos subsistemas tienen como objetivo el optimizar el proceso de tratamiento, dar un mejor mantenimiento a los equipos, o bien, funcionar como sistemas de seguridad en dichos equipos. El contar con estos subsistemas en los tratadores de emulsiones muchas veces ayudara a tener menos intervenciones, lo que se traducirá en no detener la producción debido al mantenimiento.

4.1 Aisladores.

Bujes de entrada. Son dispositivos aisladores de sellado a presión que conducen altos voltajes dentro de los equipos de desalado. Los bujes son construidos con perfluorocarbono debido a su resistencia superior a las incrustaciones de substancias extrañas, tales como sólidos en suspensión o materiales orgánicos precipitados. Si dichos materiales se acumulan en la superficie del aislador, se forma una trayectoria eléctrica resistiva, la cual conducirá una pequeña corriente y producirá un calentamiento localizado. Este calentamiento puede ocasionar la formación de una trayectoria carbonizada a lo largo de la superficie del aislador, que finalmente provoca la falla del mismo.

Colgador de electrodos (perchas). Los colgadores de electrodos o perchas son dispositivos aisladores que soportan mecánicamente los elementos electrostáticamente cargados dentro del tratador. Estos están disponibles en dos diseños:

- Colgadores estándar: Utilizan varillas de perfluorocarbono de 1 [pg] de diámetro con tapas roscadas que están conectadas a *swivels* o ganchos. Estos colgadores son ampliamente utilizados en la industria petrolera en tratadores y desaladores que operan a temperaturas menores a los 250 [°F].
- Colgadores de alta temperatura: Este tipo de colgadores son utilizados cuando las temperaturas sobrepasan los 300 [°F]. Estos están hechos de varillas de perfluorocarbono virgen fundido de 2 pulgadas de diámetro.

4.2 Electrodo.

Los electrodos son dispositivos que proporcionan contacto directo entre el sistema eléctrico y los fluidos del proceso. A menudo, estos son referidos como grids o mallas. Hoy en día existen diversos tipos de electrodos en uso.

Rejilla de electrodos (*grid*) o malla. Son electrodos formados por arreglos rectangulares de varillas de acero perpendiculares, o bien, de tubos de diámetro pequeño. Generalmente, varias de estas rejillas de electrodos se cuelgan en planos horizontales separadas verticalmente por encima de la parte central del equipo, con el fin de incrementar el tiempo de residencia del líquido en la parte más intensa del campo electrostático. El espacio entre los electrodos es ajustable. Este tipo de electrodos son de bajo costo de construcción y de fácil instalación dentro del equipo.

Placas de acero. Son arreglos de placas paralelas colgadas verticalmente con espaciamientos de aproximadamente 6 [pg] entre placa y placa. Pueden ser usadas en tratadores electrostáticos para conseguir un alto tiempo de residencia en la zona de más intensidad del campo electrostático.

4.3 Sistemas de distribución de líquido.

Difusores de entrada. Un tipo común de difusor de entrada (*spreader*) es un canal invertido con orificios de distribución en la parte alta, como se observa en la **Figura 4.1**. Con la ayuda de este tipo de difusores, se crea una distribución de flujo uniforme a través del tratador. Una ventaja que tiene este tipo de difusores es la habilidad de descargar el agua libre y los sólidos pesados directamente por la parte inferior, sin que éstos necesiten pasar por los orificios.

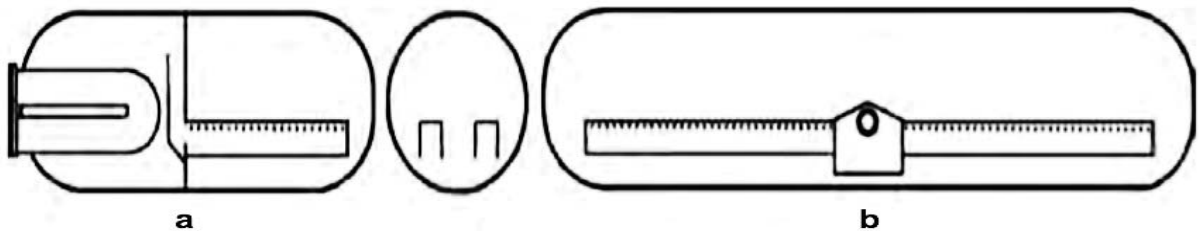


Figura 4.1 a) Distribuidor típico de entrada en un tratador térmico , b) distribuidor típico de entrada en un deshidratador en frío.^[9]

Otra configuración común de difusor emplea tubos perforados como el difusor de entrada que se observa en la **Figura 4.2**. Los difusores de tubos perforados se prefieren cuando el movimiento del tratador puede afectar la distribución (por ejemplo: en plataformas). El número, tamaño y distribución de los orificios es elegido con el fin de conseguir una distribución uniforme a lo largo del tratador.

Los difusores son diseñados acorde con la siguiente ecuación:

$$q = AC_o\sqrt{2gh(\gamma_w - \gamma_o)}, \dots \dots \dots \text{Ec.4.1}$$

donde:

q = Gasto, [ft^3/seg]

A = Área de los orificios del difusor, [ft^2]

C_o = Factor del orificio (0.6 a 0.7)

g = Constante gravitacional (32.2 [ft/seg^2])

h = altura deseada, [ft]

γ_w = Gravedad específica de la salmuera

γ_o = Gravedad específica del aceite

Colectores de salida. La mayoría de los diseños de los tratadores cuentan con un colector de aceite tratado en la parte superior del equipo, este colector es también un tubo perforado o un canal con perforaciones y es diseñado acorde a la siguiente ecuación:

$$q = 19.65C_o nD^2\sqrt{h}, \dots\dots\dots Ec.4.2$$

donde:

q = Gasto, [ft^3/seg]

C_o = Factor del orificio (0.6 a 0.7)

h = altura deseada, [ft]

D = Diámetro del orificio, [pg]

n = Numero de orificios

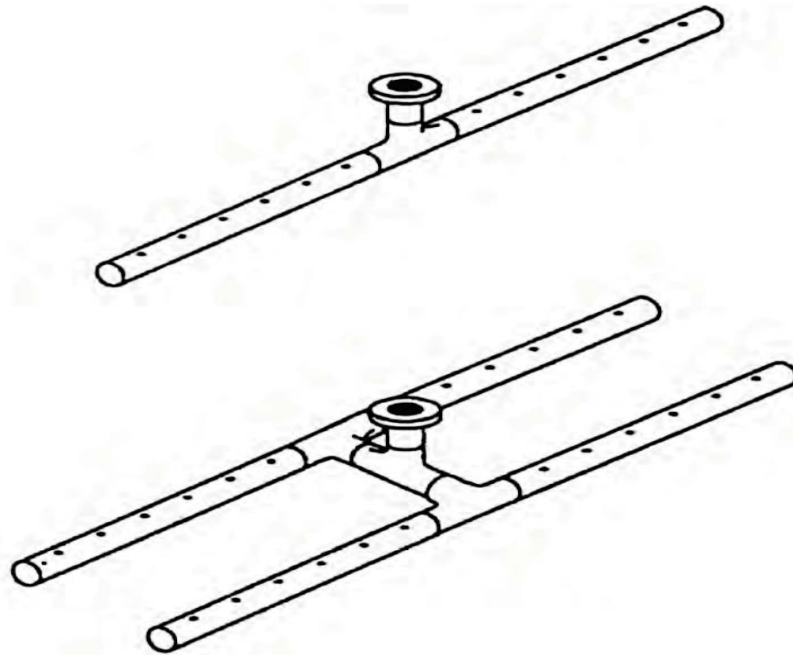


Figura 4.2 Difusor típico de tubo perforado y colector de aceite tratado.^[9]

4.4 Sistemas de seguridad.

Flotadores de seguridad a tierra. Son flotadores que normalmente están conectados mecánicamente a interruptores a tierra, dentro del tratador electrostático. Estos dispositivos proporcionan tierra física al sistema eléctrico dentro del tratador en caso de pérdida de nivel de líquido. Se aseguran de que los componentes eléctricamente energizados no estén expuestos a la fase gaseosa y que los electrodos no estén energizados accidentalmente durante la entrada del personal al tratador.

Interruptores de bajo nivel (*Low-Level Shutdowns*). Este tipo de interruptores pueden instalarse para detener la energía del transformador en caso de pérdida de nivel de líquido, o para detener el proceso en caso de tener niveles de interfase bajos o altos. Estos interruptores pueden estar colocados en las cajas externas o insertados a través de las boquillas.

Controladores de interfase. Existen muchos tipos de controladores de interfase disponibles, incluyendo flotadores, sondas de capacitancia, sondas de conductividad y sondas de radiofrecuencia (RF). El sistema controlador es seleccionado dependiendo de las características del crudo, compatibilidad con los sistemas centrales de control y la preferencia del operador. Actualmente muchas instalaciones ocupan las sondas RF, debido a que éstas pueden ser usadas para:

- a) Controlar la interfase,
- b) Activar las alarmas de alto y bajo nivel de interfase,
- c) Detección de sedimento en la parte inferior, y
- d) Anticipar los cambios de corriente aguas arriba.

4.5 Sistemas de remoción de sólidos.

Debido a que los diferentes equipos, tratadores, desaladores y deshidratadores están diseñados para fomentar la sedimentación, los sólidos suspendidos en el flujo de emulsión tienden a depositarse fuera de los líquidos. Si los sólidos son pesados y mojados por agua, éstos tienden a depositarse en la parte inferior del equipo. En la industria petrolera, este tipo de sólidos a menudo son arenas finas, mientras que en una refinería este tipo de sólidos estarían constituidos en su mayoría de limos. Los productos de la corrosión también pueden estar presentes en ambos casos.

Si los sólidos son mojados por aceite o tienen una densidad intermedia entre la del agua y el aceite; éstos tienden a juntarse formando una capa de lodo en la interfase agua/aceite que, por lo general, se encuentra acompañada por emulsiones mal logradas.

En cualquiera de los casos, eventualmente será necesario remover estos sólidos de los equipos con el fin de prevenir alteraciones en el tratamiento. Los sólidos que se pueden encontrar se nombran a continuación:

- Lodos,
- Limos,
- Arenas,
- Sales,
- Asfáltenos,
- Parafinas y
- Otras impurezas

Estas impurezas son producidas con el aceite y el agua producida. Cuando las impurezas están presentes en pequeñas cantidades el tratarlas no es muy complicado, pero cuando las impurezas están presentes en cantidades apreciables, el tratar las impurezas es complejo y costoso incluso en algunos casos es posible que se requiera equipo y técnicas especiales.

Es una buena práctica el equipar a los tratadores con aberturas de limpieza y/o conexiones para lavado, de manera que los equipos puedan ser drenados y limpiados periódicamente. Los equipos de gran tamaño deben contar con entradas-hombre para facilitar la limpieza de los mismos. Otro aspecto a considerar es que se necesita una limpieza periódica con vapor, así como una acidificación para remover carbonatos de calcio o incrustaciones similares que se remueven con agua caliente o con una limpieza a base de vapor.

Uno de los problemas más comunes en los tratadores térmicos de emulsión, es la deposición de sólidos en los tubos de fuego o en superficies cercanas. Si estas deposiciones no se pueden impedir, las superficies afectadas deben ser limpiadas periódicamente, ya que estos depósitos forman un aislante en el tubo de fuego, reduciendo la capacidad térmica y la eficiencia. Por otro lado, estos

depósitos pueden acelerar la corrosión y provocar una falla en los tubos de fuego.

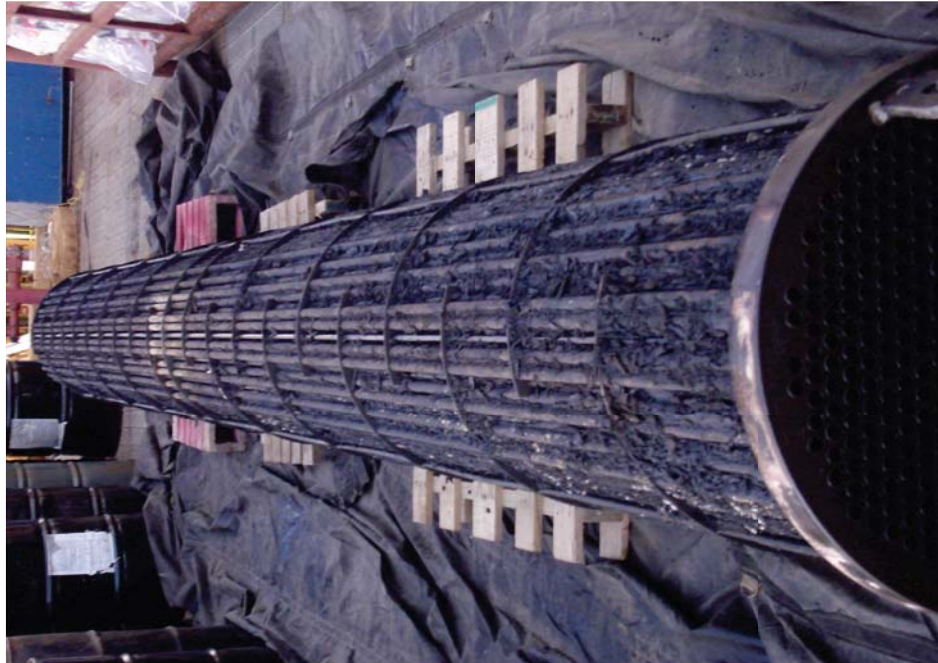


Figura 4.3 Coquización en un intercambiador de calor.

En áreas en donde los fluidos son susceptibles a provocar incrustaciones o coquización, este tipo de depósitos pueden ser minimizados disminuyendo la temperatura de tratamiento, utilizando inhibidores químicos, o bien, con velocidades del fluido favorables a través del equipo. Una correcta planeación de los elementos internos del equipo, de manera que todas las superficies sean lo más lisas y continuas posibles, reducirá este tipo de depósitos. Para un funcionamiento de los equipos libres de problemas durante un periodo largo, el operador debe inspeccionar periódicamente el interior del equipo y tratar las superficies afectadas si es necesario.

Sistemas de remoción de arenas o Lavado de lodo. Una práctica común en la industria es cerrar y drenar los tratadores periódicamente para ser limpiados. La arena puede ser retirada con rastrillos, palas, o con bombas de vacío. Por otro lado, el uso de *sand pans*, sistemas de jeteo automatizados, y sistemas de

drenado pueden minimizar o llegar a eliminar el problema de deposición de arenas y limos en tratadores de emulsiones, pero en tratadores de grandes diámetros eliminar las acumulaciones de arenas es muy difícil.

El sistema de remoción de arenas es comúnmente usado en separadores y tratadores de emulsiones, con el fin de remover sólidos que se depositan en la parte inferior del tratador o separador por gravedad. Este sistema da fluidez a los sólidos mediante agua presurizada introducida a través de toberas especialmente diseñadas. Los sólidos son descargados posteriormente a través de colectores de arena (*sand drains*), localizados en la parte inferior del tratador o separador. El sistema está diseñado para poder limpiar la longitud total del tratador al mismo tiempo, o bien, si el suministro de agua es limitado, el sistema puede ser seccionado para lavar longitudes más pequeñas. Por encima de los colectores de arena (*sand drains*), pasa un *sand pan*, el cual sirve para impedir la obstrucción de las toberas de los drenes de arena antes de que comience el lavado. Esto es especialmente importante, ya que es muy difícil limpiar una tobera tapada.^[2]

El *sand pan* forma un prisma triangular hueco a lo largo del tratador o separador, en donde a través de este prisma pasa la arena hasta llegar a los recolectores de arena (*sand drains*). La tarea de las toberas es mantener estas aberturas triangulares abiertas y sin obstrucciones con el fin de asegurar un ciclo de lavado seguro (Ver **Figura 4.4**).^[2]



Figura 4.4 Sistema de remoción de arenas.^[2]

Un sistema de remoción de arenas bien diseñado con la inyección de agua y colección de sólidos adecuado, puede estar en operación durante muchos años sin la necesidad de detener el equipo para limpiar arenas o para reemplazar la válvula de descarga (*dump valve*).

La mayoría de los sistemas de tratamiento de emulsiones que manejan grandes volúmenes de arenas, no deben confiar en la operación manual (no programada) para remover las arenas, esto es debido a que si el operador no activa la válvula de descarga frecuentemente, la arena cubrirá los *sand pans* y tapará parcial o totalmente la salida del agua y los colectores de arenas se volverán inoperables. Aunque se cuente con *sand pans* en el tratador, si no se cuenta con un sistema automatizado, habrá grandes cantidades de arena que causaran problemas parciales o totales de taponamiento en las salidas de agua y/o desgaste en la válvula de descarga hasta que ésta salga de operación. Por lo anterior, es recomendable cuando se tenga presencia de grandes cantidades de arenas contar con un sistema automatizado.

Debido a que las cantidades de arena varían, la duración y frecuencia de la inyección de agua y drene deben variar, para acoplarse a las condiciones

presentes de operación. La mayor parte de la arena gruesa se depositará cerca de la entrada del tratador, mientras que la arena fina se depositará cerca de la salida. Por lo tanto, puede ser necesario que el ciclo de inyección de agua y drenado cerca de la entrada del tratador sea tres o cuatro veces más frecuente que en las cercanías de la salida del tratador. La mayoría de los temporizadores son ajustados para inyectar o drenar cada 30 minutos y el periodo de inyección y drenado tiene una duración de 20 a 60 segundos.

En las refinerías el sistema de remoción de arenas es conocido como sistema de lavado de lodo.

Drenes para lodo de interfase (salidas). La acumulación sólidos en la interfase agua-aceite es algunas veces referida como “lodo”, este lodo es un material el cual puede acumularse cerca o en la interfase agua-aceite de los equipos de tratamiento de emulsiones, y está compuesta por:

- Parafinas
- Asfáltenos
- Bitumen
- Agua
- Arenas
- Limos
- Sales
- Carbonatos
- Óxidos
- Sulfuros y
- Otras impurezas

Este lodo formado en la interfase puede ser extraído del tratador a través de drenes (salidas) instalados a la altura de la interfase o cerrando la válvula de descarga de agua, y dejar que el lodo flote hasta la salida y mandarlo a un tanque de aceite malo (*bad-oil tank*) para su futuro tratamiento o disposición. También, la acumulación en la interfase puede ser extraída junto con el agua por la válvula de descarga de agua, pero esto causa problemas posteriores en la planta de tratamiento de agua, por lo que no es recomendable.

Los drenes para lodo de interfase son colectores a la altura de la interfase aceite-agua los cuales están conectados a válvulas de descarga. El lodo de interfase tiende a acumularse de manera irregular y a menudo alcanza una profundidad de equilibrio la cual no perjudica la operación de manera seria. Por lo anterior, la necesidad de drenar este lodo se determina mejor mediante el monitoreo regular de la profundidad de la interfase, con ayuda de muestras obtenidas de las válvulas *trycock*. Si la capa interfacial formada por el lodo aumenta continuamente o posee una alta concentración de sólidos suspendidos, esto indica que el lodo debe ser drenado.

El drenado debe realizarse muy lentamente y debe ser cuidadosamente monitoreado para evitar un acarreo excesivo de aceite o agua en los colectores, por esta razón es preferible que el drenado se realice en forma manual.

4.6 Artefactos de mezclado.

Una faceta importante en el tratamiento de emulsiones y desalado es lograr un buen contacto entre el agua acarreada por el aceite y el agua de dilución empleada para el lavado del aceite. Por lo tanto se emplean diferentes artefactos para conseguir el propósito antes mencionado.

Válvulas de mezclado. Normalmente, el agua de dilución es agregada al aceite antes de llegar al equipo de tratamiento mediante una válvula. El diferencial de presión a través de la válvula es utilizado para cortar las gotas de agua y mezclar las dos fases. El diferencial de presión típico en las válvulas es de 5 a 20 psi (Ver **Figura 4.5**).



Figura 4.5 Válvula de mezclado.

Mezcladores estáticos. La eficiencia de mezclado puede optimizarse agregando un mezclador estático después de la válvula de mezclado, con el fin de lograr una mezcla más homogénea entre las gotas de agua arrastradas por el aceite y las gotas de agua de dilución.

La mayoría de los mezcladores estáticos son una serie de baffles helicoidales cortos con torceduras inversas montados en un tubo como se observa en la **Figura 4.6**, aunque algunas compañías cuentan con diseños diferentes de este tipo de mezcladores (Ver **Figura 4.7**).

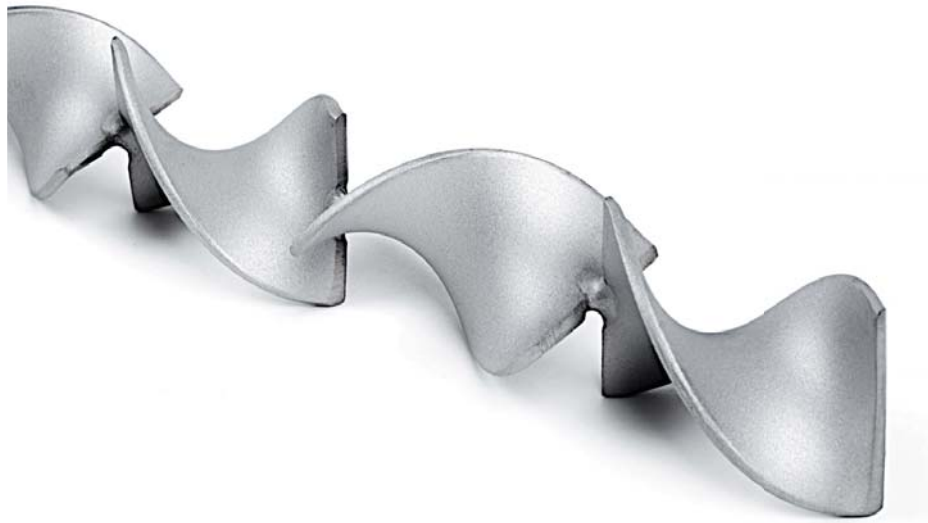


Figura 4.6 Mezclador estático helicoidal.^[22]

Estos equipos estáticos mezclan continuamente el flujo a una baja velocidad de corte, ya que el aumento en la eficiencia de mezclado debido al incremento de la velocidad de corte puede ocasionar la formación de emulsiones. El uso de dispositivos de baja velocidad de corte para mezclado puede ser una ventaja, particularmente en presencia de aceites con tendencia a emulsionarse.



Figura 4.7 Variedad de mezclador estático.^[22]

Mezcladores electrostáticos. En el caso de este tipo de mezcladores el campo electrostático puede ser usado como un dispositivo de mezclado si este es programado para exceder el voltaje crítico durante una parte del ciclo de tratamiento. Esta es la técnica usada para conseguir mezclar bajo condiciones de contraflujo en los desaladores de contraflujo.

4.7 Controladores de nivel y medidores.

Existen muchos tipos de controladores de nivel de líquido disponibles para control de sistemas gas-líquido y para control de interfase agua-aceite en sistemas de aceites ligeros (>20 [°API]). Para los controladores de interfase en aceites ligeros normalmente son ocupados flotadores que se hunden en el aceite, pero flotan en el agua.

Para aceites pesados, se emplean controladores electrónicos de interfase. Este tipo de controladores operan con la diferencia de conductividad eléctrica entre el agua y el aceite, la capacitancia eléctrica, o con la absorción de RF (Radiofrecuencia). El controlador electrónico de interfase más empleado en la industria son las sondas de capacitancia, éstas usan la resistencia dieléctrica del fluido en el que están inmersas.

Indicadores de nivel estándar (réflex o transparentes). Estos indicadores de nivel son usados en aceites de 20 [°API] o mayores. Los indicadores tipo réflex son empleados normalmente para indicar el nivel de sistemas gas-líquido, mientras que los indicadores transparentes son empleados para sistemas agua-aceite (Ver **Figura 4.8**).

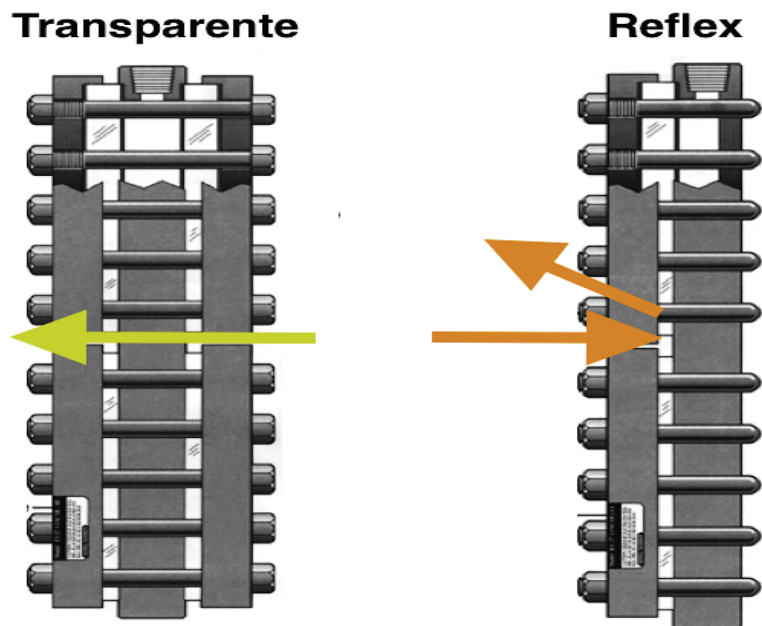


Figura 4.8 Diferencia entre indicadores de nivel tipo réflex y transparentes.

Los tratadores de emulsiones y separadores, al ser equipos a presión usualmente emplean indicadores de nivel blindados (acorazados), mientras que los equipos a presión estándar utilizan indicadores de nivel tubulares. En aquellos equipos en que las presiones de operación son bajas, algunos operadores utilizan indicadores de nivel tubulares en vez de blindados, esta práctica puede emplearse siempre y cuando no este especificado el uso de medidores blindados.

Válvulas de muestreo (*trycocks*). En aceites con densidad menor a 20 [°API], no se recomienda el uso de indicadores de nivel, particularmente para el monitoreo de la interfase agua-aceite debido a que es muy complicado y en ocasiones imposible su lectura. En lugar de indicadores de nivel se utiliza un sistema de válvulas de muestreo comúnmente llamadas *trycocks*, estas válvulas se encuentran en una línea de muestreo y con ellas se puede obtener una muestra del equipo con la finalidad de conocer que se encuentra a ese nivel, o bien, para saber la altura de la interfase. En la **Figura 4.9** se puede observar una

línea de muestreo con válvulas *trycocks*. Normalmente las líneas de muestreo se encuentran aisladas con el fin de mantener el calor del fluido.

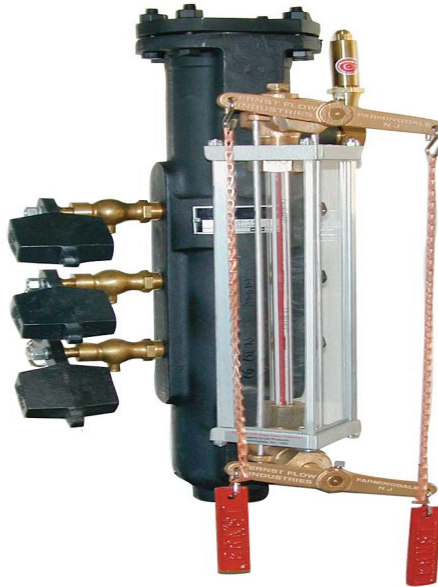


Figura 4.9 Sistema de muestreo con válvulas trycock.^[20]

4.8 Detectores de sedimento básico y agua en el aceite (*BS&W Monitors*).

Diversas compañías fabrican detectores de sedimento básico y agua (*BS&W*), estos detectores como su nombre lo dice, detectan y miden la cantidad de agua contenida en el aceite crudo. Este tipo de detectores normalmente son instrumentos análogos que miden la resistencia dieléctrica y están designados específicamente para determinar el contenido de agua dentro del aceite. Algunos de estos medidores no operan de manera satisfactoria en corrientes que contienen agua libre, por lo que se deben considerar las condiciones de operación para su adquisición.

Estos equipos cuentan con un monitor que proporciona la lectura correspondiente a la cantidad de agua en el aceite; esta información sirve para

alertar al operador, registrar las lecturas obtenidas y para controlar el nivel de BS&W de manera correcta.

Antena AGAR. La tecnología AGAR funciona bajo el principio de absorción de energía de alta frecuencia. El equipo aprovecha la alta absorción de energía que tiene el agua a diferencia de la muy baja absorción de energía que presentan los hidrocarburos. Para ejemplificar éste principio, puede mencionarse que algo similar sucede en un horno de micro-ondas en donde si colocamos agua y “crudo” simultáneamente y tratamos de calentarlos, el único que incrementara su temperatura será el agua por la facilidad con la que absorbe dicha energía; los hidrocarburos no tienen esa propiedad y no elevarán su temperatura. Los sistemas AGAR según su configuración, tienen la capacidad de medir la interface en “tanques”, en separadores, o medir la concentración de agua-hidrocarburo en tuberías en operación continua, la **Figura 4.10** muestra un diagrama de este sistema empleado en un separador trifásico.^[25]

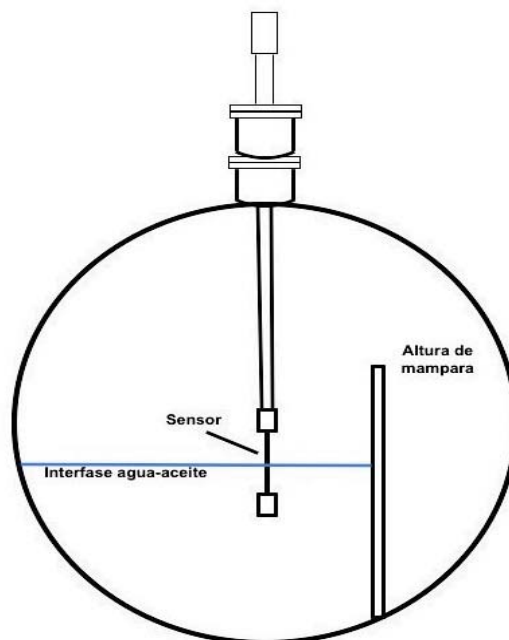


Figura 4.10 Antena Agar en un separador trifásico.^[25]

Capítulo 5. Aspectos económicos^[9]

El objeto de monitorear la calidad del aceite crudo es entregar el máximo volumen de aceite con la mayor gravedad API posible y mínimo porcentaje de agua al menor costo posible. Por esta razón, las emulsiones deben prevenirse siempre que se pueda y en la medida de lo posible evitarlas, asimismo estas deben ser tratadas al menor costo.

La implementación de los siguientes puntos puede minimizar la aparición de emulsiones y reducir costos de tratamiento:

- Eliminar la producción de agua con aceite siempre que sea posible y práctico.

- Reducir al mínimo la inversión en equipos de tratamiento de emulsiones mediante:
 - a) El análisis del problema a tratar,
 - b) La selección apropiada de los métodos de tratamiento y
 - c) La selección de equipos y procedimientos.

El sistema de tratamiento de emulsiones debe ser lo más pequeño posible, sin embargo, debe ser capaz de manejar adecuadamente las exigencias requeridas.

El sistema de tratamiento debe ser sobredimensionado inicialmente para permitir futuros desarrollos y/o aumentos en la producción de agua. Estas necesidades deben ser anticipadas al comprar el equipo, no obstante, un sistema sobredimensionado debido a un mal análisis incurre en gastos innecesarios y no aporta beneficio extra del que tendría con un sistema bien diseñado.

- En la medida de lo posible, se debe reducir al mínimo la cantidad de aceite que se pierde en las descargas de agua, sin olvidar rescatar la mayor cantidad de aceite acumulado en el lodo de interfase y en la parte inferior de los equipos. Cuando la fracción de aceite es baja en el agua, éste se dispersa en gotas pequeñas; esto ocurre cuando el agua proviene de FWKOs, tratadores de emulsiones, *gunbarrels* y otros equipos de tratamiento. En ocasiones el agua con pequeñas cantidades de aceite es bombeada a pozos letrina o entregada a empresas de tratamiento de agua.

Las pérdidas de aceite se pueden minimizar con:

- a) Un buen dimensionamiento del equipo,
 - b) Conservando las variables de operación en rangos adecuados,
 - c) Mantenimiento adecuado y
 - d) Con un sistema bien diseñado de tratamiento de agua.
- Para minimizar los costos de tratamiento químico se debe de:
 1. Utilizar el desemulsionante apropiado,
 2. Emplear la cantidad óptima de químico,
 3. Inyectar químico en el punto apropiado,
 4. Elegir el método óptimo de inyección,
 5. Elegir el método de mezclado con mayor eficiencia y
 6. El uso apropiado de calor.

Además, se debe tener en cuenta que los tratamientos químicos no son recuperables, lo que significa que representan un gasto fijo.

Algunos aceites pueden ser tratados adecuadamente mediante la inyección de químicos y dando el tiempo de residencia adecuado para la coalescencia y/o

asentamiento, sin necesidad de agregar calor. Sin embargo, algunas emulsiones requieren que se incremente la temperatura durante el proceso de coalescencia y/o asentamiento para obtener los resultados deseados.

Un adecuado balance entre el uso de productos químicos y calor traerá beneficios económicos y una mayor eficiencia al sistema. Otro aspecto a considerar es que el químico debe mezclarse de la mejor manera posible con la emulsión, con el propósito de conseguir el máximo beneficio empleando la menor cantidad de químico.

Para determinar la concentración óptima de los productos químicos se requieren tres etapas:

1. Investigación y desarrollo del producto.
2. Pruebas de botella.
3. Pruebas de campo.

De las cuales, las pruebas de campo juegan el papel más importante, ya que considera los diferentes flujos de fluido, componentes y variaciones en las condiciones de operación, que a menudo, las pruebas de laboratorio y el modelado de las condiciones de operación no pueden simular lo que ocurre en la realidad.^[27]

- Se debe estar seguro de que los químicos añadidos a los fluidos producidos son compatibles. Algunos inhibidores de corrosión pueden causar emulsificación o afectar la efectividad de los desémulsionantes.

- A medida de lo posible se debe cuidar la turbulencia formada en el estrangulador, principalmente en campos maduros donde grandes cantidades de agua se producen con el aceite. El régimen de flujo en el estrangulador, por lo general, es totalmente turbulento; el fenómeno de turbulencia puede ser

considerado como un gran número de remolinos de diferentes dimensiones. Estos remolinos presentarán un efecto de mezclado en el flujo, lo cual traerá como consecuencia la formación de una emulsión estable si se encuentran presentes dos fluidos inmiscibles.^[28]

- Se debe conservar la densidad y el volumen del aceite mediante el uso de una temperatura de tratamiento óptima, enfriar el aceite antes de que sea almacenado, ventear los gases en los tanques de almacenamiento y usar recuperadores de vapor en los equipos y tanques.

Añadir demasiado calor al aceite trae como resultado evaporación de los condensados, los cuales serán descargados con el gas, por esto, se deben tratar las emulsiones a la menor temperatura efectiva posible. La pérdida de estos componentes ligeros reducirá los grados API del aceite y de manera simultánea el volumen del aceite disminuirá. Una desventaja adicional de añadir demasiado calor se ve reflejada en la necesidad de un mayor mantenimiento a los internos, principalmente en los tubos de fuego debido a un incremento en la corrosión, incrustaciones y coquización.

- En sistemas marinos se debe monitorear la temperatura de la producción cuando los químicos empleados en el tratamiento de emulsiones sean dependientes de la temperatura, debido a que la producción en las líneas es enfriada por el mar.

En casos como estos el concepto de lavado caliente (*hotwash*) puede ser utilizado. El cual propone precalentar el fluido entrante al sistema con el fluido ya procesado, siendo esta una solución rentable.^[29]

- Utilizar los equipos de tratamiento de manera óptima. Un monitoreo constante y cuidadoso, una buena supervisión, un adecuado muestreo y buenos registros de los equipos permitirán que el equipo de tratamiento de emulsiones

sea utilizado a su máxima eficiencia. Realizar alteraciones o adiciones al sistema de tratamiento actual puede optimizar eficiencia de los equipos en operación.

- Se debe practicar un mantenimiento preventivo para minimizar la pérdida irre recuperable de producción debida a cierres por reparaciones de equipos. Entre más complejo sea el sistema de tratamiento, mas grande será la posibilidad de tener una falla mecánica en dicho sistema. Sistemas sobredimensionados y excesivamente complejos tienen una mayor posibilidad de presentar una falla, que un sistema diseñado apropiadamente, simple y compacto.

- Es una buena practica el intercambiar información sobre los métodos de tratamiento y sus resultados entre el personal de la compañía, e inclusive entre operadores, empresas prestadoras de servicios de ingeniería, vendedores y las compañías distribuidoras de químicos. Compartir las experiencias y resultados conseguidos entre el personal encargado de manejar los problemas de tratamiento de emulsiones dará lugar a menos costos de tratamiento debido a la toma de decisiones correctas gracias a la experiencia adquirida.

Los registros de costos son muy importantes en las operaciones de tratamiento de emulsiones, el lograr una operación óptima de los equipos de tratamiento a un costo mínimo, requiere mantener registros adecuados de las temperaturas de operación, presiones, consumo de combustible o energía, uso de químicos, rendimientos, etc. Estos registros deben realizarse de manera diaria, semanal o mensual y deben ser revisados regularmente por los operadores y supervisores para asegurar la continuidad de una óptima operación.

Adicionalmente, los registros de costos son importantes para determinar si el sistema existente debe ser modificado o remplazado. Esto es justificado a partir de la eficiencia del sistema, la cual es determinada usando registros de costos y rendimientos, es por esto la importancia de que los registros sean precisos y fiables. Los registros de costos sobre sistemas o métodos existentes, funcionan

como ayuda para determinar el tipo y tamaño de los sistemas de tratamiento para nuevas concesiones, hacen posible el determinar los costos actuales de la operación, los gastos de instalación probables para nuevos sistemas, así como, futuros costos probables de operación de sistemas similares.

Cabe resaltar que cada operador determina qué será cargado a los costos de tratamiento de emulsiones. La **Tabla 5.1**, detalla los elementos que pueden ser considerados parte de la base de datos para un sistema de contabilidad de costos por tratamiento de emulsiones. Algunos de estos elementos pueden no aplicar para todos los sistemas de tratamiento. Sistemas y condiciones de operación especiales añadirán costos a la operación.

Los costos de Equipos-Inversión deben incluir el costo inicial del equipo usado, incluyendo costos de transporte del equipo hasta la ubicación seleccionada, montaje e instalación. También se deben incluir elementos como tuberías, conexiones, válvulas, medidores, mano de obra, cimientos de las estructuras y cercado del lugar.

Los costos operacionales deben mantenerse separados de los costos de mantenimiento y deben incluir elementos como trabajo de supervisión, trabajo de operación, químicos empleados en el tratamiento, combustible, entre otros insumos.

Los costos de mantenimiento deben incluir los costos por mantenimiento y reparaciones de todos los equipos empleados en el tratamiento, deben incluir elementos como trabajos de limpieza, trabajos de reparación, repuestos, pintura, entre otros.

Tabla 5.1 Costos involucrados en el tratamiento de emulsiones.

Costos involucrados en el tratamiento de emulsiones		
Costos de Equipos-Inversión		
<u>Material</u>	<u>Mano de obra en instalación de equipos</u>	<u>Otros gastos</u>
Equipo de tratamiento e instalaciones superficiales	Mano de obra de la compañía	Derechos de piso
Accesorios, controladores y equipo auxiliar	Mano de obra contratada	Servicios especiales
		Otros
Costos operacionales		
<u>Material</u>	<u>Mano de obra</u>	<u>Otros gastos</u>
Químicos	Supervisores	Renta de equipos
Equipo de inyección de químicos	Operadores	Combustible
Diluentes y solventes	Personal de limpieza	Electricidad
Equipos de pruebas	Personal contratado	Transporte
Perdidas de material	Contratos	Gastos de laboratorio
Otros	Otros	Otros
Costos de Mantenimiento		
<u>Material</u>	<u>Mano de obra</u>	<u>Otros gastos</u>
Mantenimiento	Supervisores	Renta de equipos
Repuestos y adiciones	Operadores	Transporte
Reparaciones	Mecánicos	Otros
	Pintores	
	Personal contratado	
	Contratos	
	Otros	

Capítulo 6. Diseño de tratadores de emulsiones

En este capítulo se muestra la deducción de las ecuaciones empleadas en el diseño de tratadores de emulsiones, se propone un procedimiento general para el diseño de los mismos y también se resuelven cuatro ejercicios propuestos. El objetivo de esto es mostrar detalladamente el procedimiento de diseño de tratadores de emulsiones.

6.1 Deducción de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones

A continuación se mostrará la deducción de las diferentes ecuaciones empleadas en el diseño de tratadores de emulsiones.

Con fines prácticos únicamente se realizara la deducción de las ecuaciones para tratadores horizontales, debido a que las ecuaciones para tratadores verticales y Gunbarrels se deducen de la misma manera.

6.1.1 Ecuación de asentamiento

La siguiente deducción de la ecuación asentamiento se realizara para el diseño de un tratador horizontal.

Sabemos que:

$$V_t = V_o$$

Empleando la Ley de Stokes:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu}, \dots \text{Ec.6.1}$$

donde:

V_t = Velocidad de descenso de las gotas de agua en relación con la fase continua de aceite [ft/s]

V_o = Velocidad del aceite [ft/s]

ΔSG = Diferencia entre la gravedad específica del agua y la del aceite

d_m = Diámetro de la gota de agua [micrones]

μ = Viscosidad [cp]

Sabemos que:

$$V_o = \frac{Q}{A}, \dots \text{Ec.6.2}$$

y que:

$$A = \left(\frac{d}{12}\right) L_{eff}, \dots \text{Ec.6.3}$$

$$Q = 6.49 \times 10^{-5} (Q_o), \dots \text{Ec.6.4}$$

Sustituimos las Ec.6.3 y 6.4 en la Ec.6.2:

$$V_o = \frac{6.49 \times 10^{-5} (Q_o)}{\left(\frac{d}{12}\right) L_{eff}}$$

$$V_o = 7.79 \times 10^{-4} \left(\frac{Q_o}{d L_{eff}}\right), \dots \text{Ec.6.5}$$

Despejamos $d L_{eff}$ de la Ec.6.5 y sustituimos la Ec.6.1, recordando que $V_t = V_o$:

$$d L_{eff} = \frac{7.79 \times 10^{-4} (Q_o)}{V_o} = \frac{7.79 \times 10^{-4} (Q_o)}{\frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu_o}}$$

Realizamos las operaciones y obtenemos la ecuación de asentamiento para tratadores horizontales:

$$dL_{eff} = 438 \left(\frac{(Q_o)\mu}{(\Delta SG)d_m^2} \right) \dots\dots\dots Ec.6.6$$

donde:

Q = Gasto [BPD]

A = Área [*pies*²]

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

μ_o = Viscosidad del aceite [cp]

ΔSG = Diferencia entre la gravedad específica del agua y la del aceite

d_m = Diámetro de la gota de agua [micrones]

6.1.2 Ecuación de tiempo de residencia

La siguiente deducción de la ecuación de tiempo de residencia se realizara para el diseño de un tratador horizontal.

Sabemos que:

$$t = \frac{V}{Q} \dots\dots\dots Ec.6.7$$

donde:

t = Tiempo [seg]

V = Volumen [*pies*³]

Q = Gasto [*pies*³/seg]

Asumiendo que solo el 75% del área transversal es efectiva, encontramos que:

$$V = 0.75 \left(\frac{\pi(D^2)(L_{eff})}{4} \right), \dots \text{Ec.6.8}$$

donde:

V = Volumen [$pies^3$]

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

D = Diámetro [pies]

Realizando el cambio de unidades a la Ec.6.8:

$$V = 0.75 \left(\frac{\pi(d^2)(L_{eff})}{4(144)} \right) = 4.09 \times 10^{-3} (d^2)(L_{eff}) , \dots \text{Ec.6.9}$$

donde:

V = Volumen [$pies^3$]

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

d = Diámetro [pg]

Sabemos que:

$$Q = 6.49 \times 10^{-5} (Q_o) , \dots \text{Ec.6.10}$$

Sustituimos las Ec.6.9 y 6.10 en la Ec.6.7:

$$t = \frac{V}{Q} = \frac{4.09 \times 10^{-3} (d^2)(L_{eff})}{6.49 \times 10^{-5} (Q_o)}$$

$$t = 63.02 \frac{(d^2)(L_{eff})}{(Q)} , \dots \text{Ec.6.11}$$

Sabemos que:

$$t = 60(t_r) , \dots \text{Ec.6.12}$$

Despejamos $d^2 L_{eff}$ de la Ec.6.11 y sustituimos la Ec.6.12:

$$d^2 L_{eff} = \frac{Q_o(60)(t_r)}{63.02} = 0.95(Q_o)(t_r)$$

Sacamos inversa a 0.95 y obtenemos la ecuación de tiempo de residencia para tratadores horizontales:

$$\boxed{d^2 L_{eff} = \frac{Q_o(t_r)}{1.05}} , \dots \dots \dots \text{Ec.6.13}$$

donde:

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

d = Diámetro [pg]

t_r = Tiempo de residencia [min]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

Q = Gasto [pies^3/seg]

6.1.3 Ecuación de calor

La ecuación general de transferencia de calor se expresa mediante:

$$q = W(C)(\Delta T) , \dots \dots \dots \text{Ec.6.14}$$

donde:

q = Calor [BTU/hr]

W = Gasto [lb/hr]

C = Calor específico [BTU/hr-°F] (Aproximadamente 1.0 para agua, y 0.5 para aceite)

ΔT = Incremento de la temperatura [°F]

Dado que el peso del agua es 350 [lb/bbl]:

$$W = \frac{350}{24} (SG_l)(Q_l) , \dots \dots \dots \text{Ec.6.15}$$

donde:

W = Gasto [lb/hr]

Q_l = Gasto de liquido [BPD]

SG_l = Gravedad especifica del liquido

La energía total requerida es determinada por:

$$q = q_o + q_w + q_{perdidas} , \dots \dots \dots \text{Ec.6.16}$$

donde:

q = Energía total requerida para calentar el flujo

q_o = Energía requerida para calentar el aceite

$$= \left[\left(\frac{350}{24} \right) (SG_o) (Q_o) \right] 0.5 (\Delta T)$$

q_w = Energía requerida para calentar el agua

$$= \left[\left(\frac{350}{24} \right) (SG_w) (Q_w) \right] 1.0 (\Delta T)$$

$q_{perdidas}$ = Energía perdida por el entorno, se asume un 10% del calor total (q)

Sustituyendo q_o , q_w y $q_{perdidas}$ tenemos :

$$q = \left[\left(\frac{350}{24} \right) (SG_o) (Q_o) \right] 0.5 (\Delta T) + \left[\left(\frac{350}{24} \right) (SG_w) (Q_w) \right] 1.0 (\Delta T) + 0.1 (q) , \dots \text{Ec.6.17}$$

Asumiendo un 10% de agua y que $SG_w = 1$, factorizamos la Ec.6.17 y

obtenemos la ecuación de calor:

$$\boxed{q = 16(Q_o)(\Delta T)[0.5(SG_o) + 0.1]} , \dots \dots \dots \text{Ec.6.18}$$

donde:

q = Calor requerido [BTU/hr]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

Q_w = Gasto de agua [BPD]

SG_o = Gravedad especifica del aceite

SG_w = Gravedad específica del agua

ΔT = Incremento de la temperatura [°F]

6.2 Resumen de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones

A continuación se realizara un resumen de las ecuaciones empleadas en el diseño de tratadores de emulsiones.

6.2.1 Ecuaciones de asentamiento

-Tratadores Horizontales:

$$dL_{eff} = 438 \frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \dots\dots\dots Ec.6.6$$

-Tratadores Verticales:

$$d = 81.8 \left[\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots Ec.6.19$$

-Gunbarrels:

$$d = 81.8 \left[\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots Ec.6.20$$

donde:

d = diámetro mínimo interno [pg]

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

F = Factor de corto circuito

μ_o = Viscosidad del aceite [cp]

ΔSG = Diferencia entre la gravedad específica del agua y la del aceite

d_m = Diámetro de la gota de agua [micrones]

6.2.2 Ecuaciones de tiempo de residencia

-Tratadores Horizontales:

$$d^2 L_{eff} = \frac{Q_o Tr}{1.05}, \dots \text{Ec.6.13}$$

-Tratadores Verticales:

$$d^2 h = \frac{Q_o Tr}{0.12}, \dots \text{Ec.6.21}$$

-Gunbarrels:

$$d^2 h = \frac{F Q_o Tr}{0.12}, \dots \text{Ec.6.22}$$

donde:

d = diámetro mínimo interno [pg]

L_{eff} = Longitud de la sección de coalescencia [pies]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

F = Factor de corto circuito

Tr = Tiempo de residencia [min]

h = Altura de la sección de coalescencia [pg]

*Nota: EL factor “F” está en función de las condiciones de flujo transversal, considera la mala distribución de liquido a través de la sección transversal del equipo. Si el equipo cuenta con un difusor y un colector, el factor “F” será 1, si sólo se cuenta con uno de estos o ninguno, el factor “F” debe ser mayor a 1.

6.2.3 Ecuación de tamaño de gota del agua

$$d_m = 200(\mu_{interes}^{0.25}) \dots\dots\dots Ec.6.23$$

donde:

d_m = Diámetro de una gota de agua que se asentada fuera del aceite para lograr un corte de agua de 1% [micrones]

$\mu_{interes}$ = Viscosidad del aceite a la temperatura de interés [cp]

6.2.4 Ecuación de calor

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SGo) + 0.1] \dots\dots\dots Ec.6.18$$

donde:

q = Calor requerido [BTU/hr]

Q_o = Gasto de aceite [BPD]

SGo = Gravedad especifica del aceite

ΔT = incremento de la temperatura [°F]

Si el equipo a diseñar no contara con un aislamiento térmico se deberá realizar un ajuste por perdidas de calor después de realizar los cálculos de dimensionamiento del mismo con la siguiente ecuación:^[30]

$$q_l = K(D)(L)(\Delta T) \dots\dots\dots Ec.6.24$$

donde:

$q_{perdidas}$ = Energía perdida por el entorno [BTU/hr]

K = Constante

= 15.7 para vientos de 20 [mph]

= 13.2 para vientos de 10 [mph]

= 9.8 para vientos de 5 [mph]

= 9.3 para velocidades de viento despreciables

D = Diámetro del tratador [pies]

L = Altura o longitud del equipo [pies]

ΔT = incremento de la temperatura [°F]

6.2.5 Correlación de viscosidad de aceite (Beggs & Robinson)

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad \text{donde:}$$

$$x = y(T^{-1.163})$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ}API)$$

Como se espera que no haya cambios composicionales y en la cantidad de gas disuelto ($\frac{dR_s}{dp} \approx 0$), el líquido estabilizado podría asemejar el comportamiento de un fluido incompresible (para fines prácticos) como se aprecia en la **Figura 6.1**, por lo anterior se propone el uso de la correlación de Beggs & Robinson.

Sin embargo, esto puede no ser representativo para todos los aceites. Por ejemplo, un aceite extra pesado ($\rho < 10$ [°API], $\mu > 10 \times 10^3$ [cp]) podría asemejar un fluido no-newtoniano y debería analizarse el comportamiento de μ vs P en casos similares.

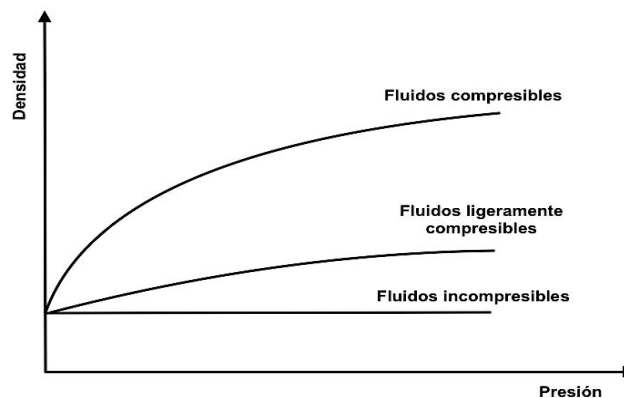


Figura 6.1 Gráfico densidad vs. Presión.

6.3 Procedimiento de diseño

El procedimiento general para el diseño de tratadores de emulsión es el siguiente:

1. Elegir la temperatura o temperaturas de interés a las que se diseñara el tratador.
2. Calcular la gravedad específica para el agua y el aceite en caso de no contar con estos datos.
3. Determinar la viscosidad del aceite a las diferentes temperaturas de interés, en caso de no contar con este dato, esta propiedad puede ser calculada mediante correlaciones, en nuestro caso se empleara la correlación de “Beggs & Robinson”.
4. Calcular el diámetro de gota a las diferentes temperaturas de interés.
5. Emplear la ecuación de asentamiento correspondiente al tratador que se desee diseñar, realizar los cálculos necesarios para las diferentes temperaturas de interés, y realizar una tabla con los resultados obtenidos.
6. Emplear la ecuación de tiempo de residencia correspondiente al tratador que se desee diseñar, realizar los cálculos necesarios, y realizar una tabla con los resultados obtenidos.
7. Con los resultados obtenidos de las ecuaciones anteriores realizar un grafico d vs $Leff$ o d vs h según sea el caso.
8. Empleando la ecuación de calor requerido realizar los cálculos necesarios para las diferentes temperaturas de interés.
9. Observando el grafico realizado (d vs $Leff$ o d vs h) se debe elegir una combinación que este por encima de la curva formada por la ecuación de tiempo de residencia, tomando en cuenta el calor requerido en esta combinación.

La **Figura 6.2** muestra el algoritmo para el diseño de tratadores de emulsiones.

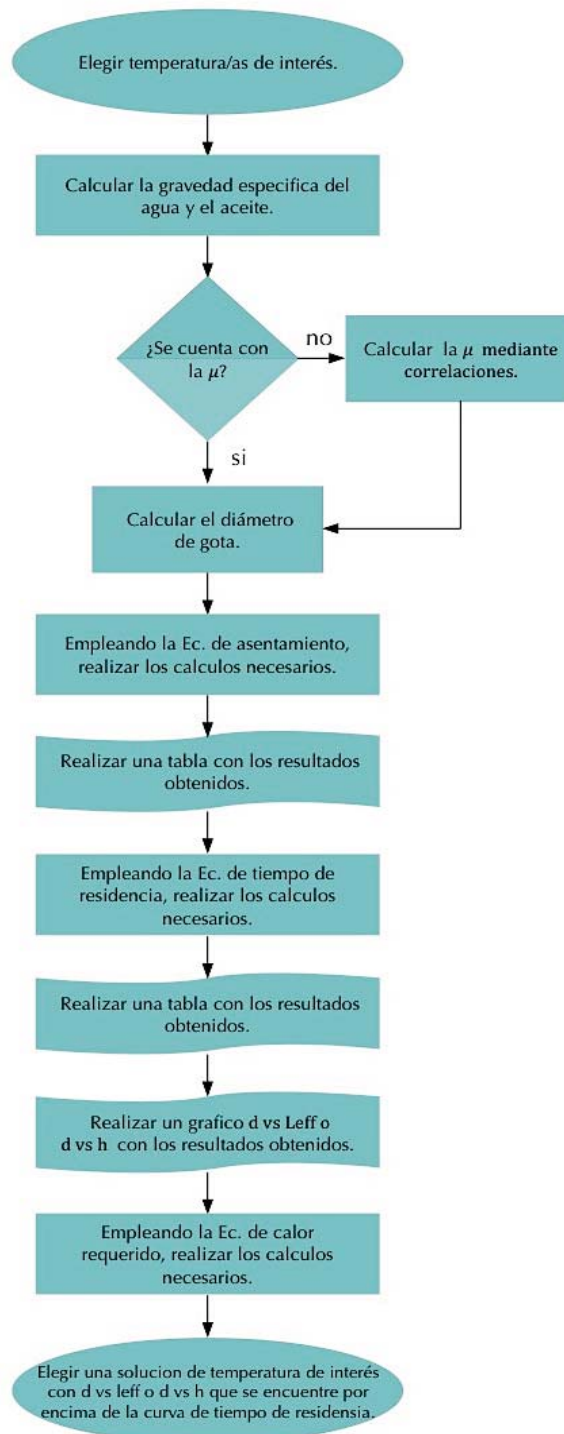


Figura 6.2 Diagrama de flujo para el diseño de tratadores de emulsiones.

6.4 Ejercicios de diseño de tratadores de emulsiones

A continuación se resolverá de manera clara y detalla los ejercicios propuestos en este capítulo.

6.4.1 Diseño de tratadores térmicos horizontales

1. Diseñar un tratador térmico horizontal a temperaturas de 80 [°F], 100 [°F] y 120 [°F]:

Datos:

$$SGw = 1.04$$

$$^{\circ}API = 30$$

$$Q_o = 5,000 \text{ [BPD]}$$

$$T_{op} = 80 \text{ [}^{\circ}\text{F]}$$

$$T_r = 20 \text{ [min]}$$

Se debe investigar “ ΔSG ”, “ μ_o ” y “ d_m ” a las diferentes temperaturas de interés.

Primero obtendremos “ ΔSG ”, debido a que los “ $^{\circ}API$ ” y “ SGw ” no varían con la temperatura solo tendremos un valor de ΔSG :

$$SG_o = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

$$SG_o = \frac{141.5}{30 + 131.5} = 0.876 \quad \text{entonces:}$$

$$\Delta SG = SGw - SG_o$$

$$\Delta SG = 1.04 - 0.876 = \boxed{0.164}$$

Para la viscosidad del aceite se ocupara la correlación de “Beggs & Robinson”. Se debe realizar este cálculo para cada temperatura de interés:

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad \text{donde:}$$

$$x = y(T^{-1.163})$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ}API)$$

Para T=80 [°F]:

$$Z = 3.0324 - 0.02023(30) = 2.425$$

$$y = 10^{2.425} = 266.379$$

$$x = 266.379(80^{-1.163}) = 1.63$$

$$\mu_{o@80^{\circ}F} = 10^{1.63} - 1 = \boxed{41.66 [cp]}$$

Empleando el mismo procedimiento obtenemos la viscosidad para 100 [°F] y 120 [°F]:

$$\mu_{o@100^{\circ}F} = \boxed{17.09 [cp]}$$

$$\mu_{o@120^{\circ}F} = \boxed{9.40 [cp]}$$

Posteriormente obtenemos “ d_m ” para cada temperatura de interés:

$$d_m = 200(\mu_{interes}^{0.25}) \quad \text{entonces:}$$

$$d_{m@80^{\circ}F} = 200(41.66^{0.25}) = \boxed{508.13[micrones]}$$

$$d_{m@100^{\circ}F} = 200(17.09^{0.25}) = \boxed{406.65[micrones]}$$

$$d_{m@120^{\circ}F} = 200(9.40^{0.25}) = \boxed{350.23[micrones]}$$

A continuación, empleando la ecuación de asentamiento para tratadores térmicos horizontales, se deben proponer valores de “ L_{eff} ” y calcular “ d ” para cada uno de estos valores a las diferentes temperaturas de interés:

$$dL_{eff} = 438 \frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2}$$

Al despejar, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = 438 \frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)(L_{eff})(d_m^2)}$$

Realizamos el cálculo de “ d ” para $T=80$ [°F] y se proponen valores de “ L_{eff} ” de 5 a 35 [pies]. Con fines prácticos tomaremos que $F=1$:

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(5)(508.13^2)} = \boxed{431.40[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(10)(508.13^2)} = \boxed{215.70[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(15)(508.13^2)} = \boxed{143.80[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(20)(508.13^2)} = \boxed{107.85[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(25)(508.13^2)} = \boxed{86.28[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(30)(508.13^2)} = \boxed{71.90[pg]}$$

$$d = 438 \frac{(1)(5,000)(41.66)}{(0.164)(35)(508.13^2)} = \boxed{61.62[pg]}$$

Con los resultados obtenidos se realiza una tabla:

Tabla 6.1 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” para T=80 [°F].

T=80[°F]	
d[pg]	Leff[pies]
431.40	5
215.70	10
143.80	15
107.85	20
86.28	25
71.90	30
61.62	35

Realizando el mismo procedimiento se obtienen los resultados para T=100 [°F] y T=120 [°F]:

Tabla 6.2 Cálculos de “d” proponiendo valores de “Leff” para T=100[°F] y T=120[°F].

T=100[°F]		T=120[°F]	
d[pg]	Leff[pies]	d[pg]	Leff[pies]
276.30	5	204.95	5
138.15	10	102.47	10
92.10	15	68.31	15
69.07	20	51.23	20
55.26	25	40.99	25
46.05	30	34.15	30
39.47	35	29.27	35

A continuación, empleando la ecuación de tiempo de residencia para tratadores térmicos horizontales, se deben proponer valores de “ L_{eff} ” y calcular “d” para cada uno de estos valores:

$$d^2 L_{eff} = \frac{QoTr}{1.05}$$

Despejando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = \sqrt{\frac{QoTr}{1.05(L_{eff})}}$$

Realizamos el cálculo de “d” proponiendo valores de “ L_{eff} ” de 5 a 35 [pies]:

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(5)}} = \boxed{138.01[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(10)}} = \boxed{97.59[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(15)}} = \boxed{79.68[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(20)}} = \boxed{69.00[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(25)}} = \boxed{61.72[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(30)}} = \boxed{56.34[pg]}$$

$$d = \sqrt{\frac{5,000(20)}{1.05(35)}} = \boxed{52.16[pg]}$$

Con los resultados obtenidos se realiza una tabla:

Tabla 6.3 Cálculos de “d” proponiendo valores de “ L_{eff} ” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 1.

Tr	
d[pg]	Leff[pies]
138.01	5
97.59	10
79.68	15
69.00	20
61.72	25
56.34	30
52.16	35

Con las tablas obtenidas se grafica “d” vs “ L_{eff} ” para las temperaturas de interés. Se seleccionan combinaciones de “d” y “ L_{eff} ” que se encuentren por encima de la curva de Tr (tiempo de residencia).

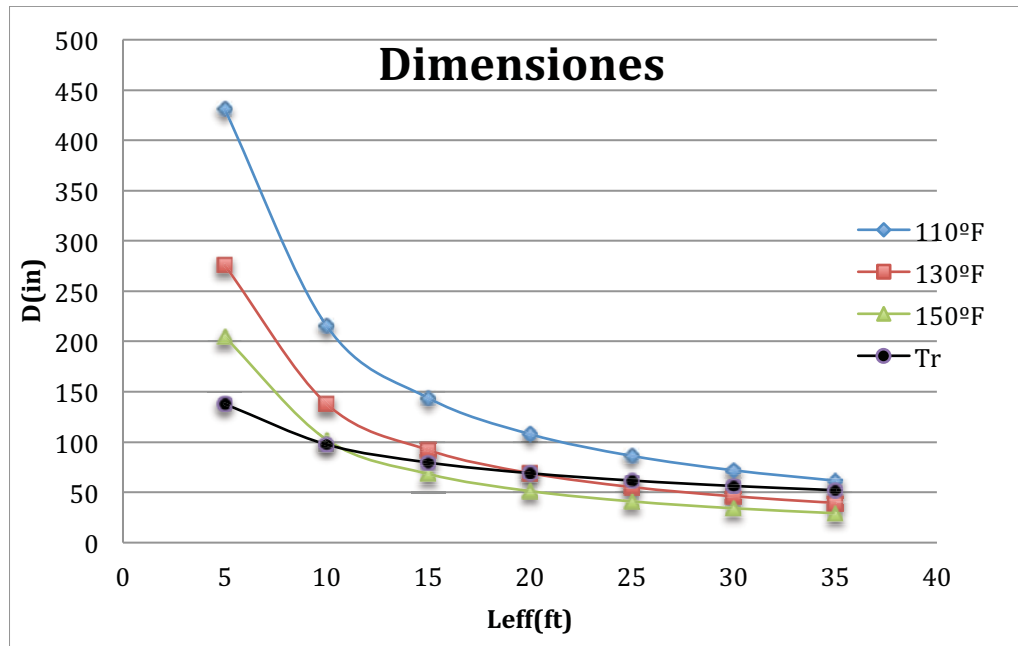


Figura 6.3 Gráfica d vs Leff para resolución del ejercicio 1

Finalmente se debe calcular el calor requerido para las diferentes temperaturas de interés, empleando la ecuación de calor requerido:

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SGo) + 0.1]$$

Substituyendo valores obtenemos:

$$q_{@80[^\circ\text{F}]} = \frac{16(5,000)(80-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = 0 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@100[^\circ\text{F}]} = \frac{16(5,000)(100-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = 0.86 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@120[^\circ\text{F}]} = \frac{16(5,000)(120-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = 1.72 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

*Nota: se divide entre 1,000,000 para obtener MMBTU.

Cuando se elija la combinación de “d” y “ L_{eff} ”, debe considerarse principalmente el calor requerido y el tamaño del tratador con la finalidad de elegir la mejor solución técnica y económica, con base a lo anterior se propone la solución de **120 [°F]** con **150” x 10’**, ya que un tratador de gran tamaño sin calor añadido puede resultar a largo plazo más caro que si se eligiera uno de menor tamaño al que se le debe añadir calor. Esto ocurre debido a que, al añadir calor a un tratador, éste ayuda a la desestabilización de la emulsión, lo que da como resultado un menor tiempo de residencia necesario en el equipo, lo que se traduce en necesitar un equipo de menor tamaño.

2. Diseñar un tratador térmico horizontal a temperaturas de 110 [°F], 130 [°F] y 150 [°F]:

Datos:

$$SG_w = 1.07$$

$$°API = 30$$

$$Q_o = 4,500 \text{ [BPD]}$$

$$T_{op} = 80 \text{ [°F]}$$

$$T_r = 15 \text{ [min]}$$

El procedimiento de resolución es el mismo que el del ejemplo 1. Por lo que se resumen algunos cálculos.

Obtenemos “ ΔSG ”:

$$\Delta SG = SG_w - SG_o$$

$$\Delta SG = 1.07 - 0.876 = \boxed{0.193}$$

Para la viscosidad del aceite se ocupara la correlación de “Beggs & Robinson”. Se debe realizar este cálculo para cada temperatura de interés:

$$\mu_o = 10^x - 1 \text{ [cp] donde:}$$

$$x = y(T^{-1.163})$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ}API)$$

Sustituyendo los valores para T=110 [°F], 130 [°F] y 150 [°F] obtenemos:

$$\mu_{o@110^{\circ}F} = \boxed{12.351 \text{ [cp]}}$$

$$\mu_{o@130^{\circ}F} = \boxed{7.448 \text{ [cp]}}$$

$$\mu_{o@150^{\circ}F} = \boxed{5.09 \text{ [cp]}}$$

Obtenemos “ d_m ” para cada temperatura de interés:

$$d_m = 200(\mu_{interes}^{0.25}) \quad \text{sustituyendo:}$$

$$d_{m@110^{\circ}F} = 200(12.351^{0.25}) = \boxed{374.94 \text{ [micrones]}}$$

$$d_{m@130^{\circ}F} = 200(7.448^{0.25}) = \boxed{330.40 \text{ [micrones]}}$$

$$d_{m@150^{\circ}F} = 200(5.09^{0.25}) = \boxed{300.42 \text{ [micrones]}}$$

Empleando la ecuación de asentamiento para tratadores térmicos horizontales, se deben proponer valores de “ L_{eff} ” y calcular “ d ” para cada uno de estos valores a las diferentes temperaturas de interés:

$$dL_{eff} = 438 \frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2}$$

Al despejar, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = 438 \frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)(L_{eff})(d_m^2)}$$

Realizamos el cálculo de “d” para T=110 [°F], 130 [°F] y 150 [°F] y se proponen valores de “L_{eff}” de 5 a 35 [pies]. Con fines prácticos tomaremos que F=1. Con los resultados obtenidos realizamos las tablas correspondientes para las temperaturas de interés:

Tabla 6.4 Cálculos de “d” proponiendo valores de “L_{eff}” para T=110 [°F], 130 [°F] y 150 [°F].

T=110[°F]		T=130[°F]		T=150[°F]	
d[pg]	Leff[pies]	d[pg]	Leff[pies]	d[pg]	Leff[pies]
210.18	5	138.75	5	114.71	5
105.09	10	69.37	10	57.35	10
70.06	15	46.25	15	38.23	15
52.54	20	34.68	20	28.67	20
42.03	25	27.75	25	22.94	25
35.03	30	23.12	30	19.11	30
30.02	35	19.82	35	16.38	35

Empleando la ecuación de tiempo de residencia para tratadores térmicos horizontales se deben proponer valores de “L_{eff}” y calcular “d” para cada uno de estos valores:

$$d^2 L_{eff} = \frac{QoTr}{1.05}$$

Despejando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = \sqrt{\frac{QoTr}{1.05(L_{eff})}}$$

Realizamos el cálculo de “d” proponiendo valores de “L_{eff}” de 5 a 35 [pies]:

Tabla 6.5 Cálculos de “d” proponiendo valores de “ L_{eff} ” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 2.

Tr	
d[pg]	L_{eff} [pies]
113.38	5
80.17	10
65.46	15
56.69	20
50.70	25
46.29	30
42.85	35

Con las tablas obtenidas se grafica “d” vs “ L_{eff} ” para las temperaturas de interés. Se seleccionan combinaciones de “d” y “ L_{eff} ” que se encuentren por encima de la curva de Tr (tiempo de residencia).

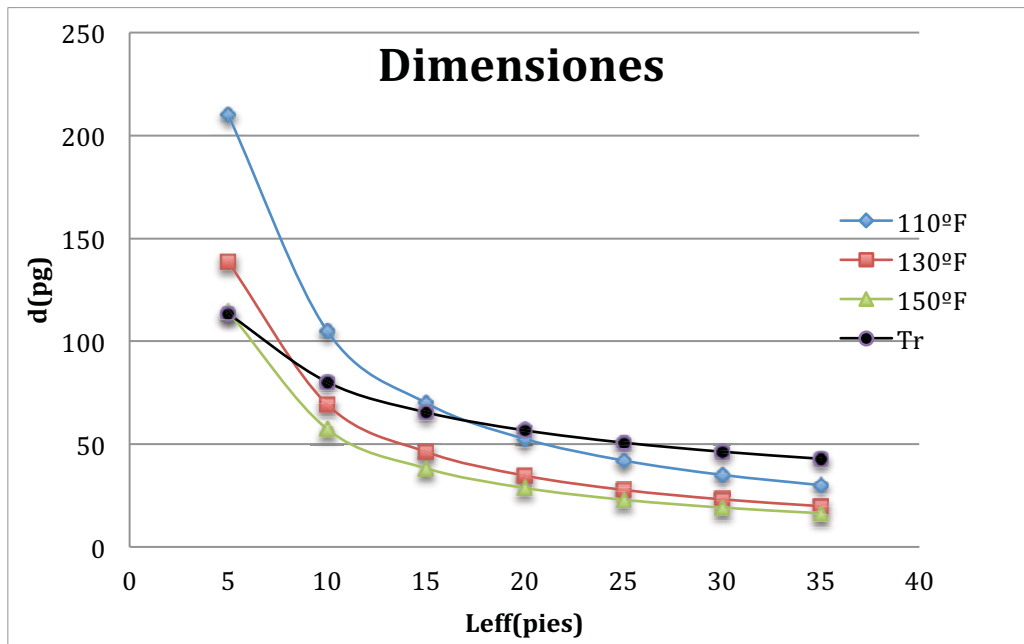


Figura 6.4 Gráfica d vs L_{eff} para resolución del ejercicio 2

Finalmente se debe calcular el calor requerido para las diferentes temperaturas de interés, empleando la ecuación de calor requerido:

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SGo) + 0.1]$$

Sustituyendo valores obtenemos:

$$q_{@110[^\circ\text{F}]} = \frac{16(4,500)(110-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = \boxed{0.774 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]}$$

$$q_{@130[^\circ\text{F}]} = \frac{16(4,500)(130-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = \boxed{1.937 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]}$$

$$q_{@150[^\circ\text{F}]} = \frac{16(4,500)(150-80)[0.5(0.876)+0.1]}{1,000,000} = \boxed{2.711 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]}$$

Con base a los criterios mencionados en el ejercicio 1 se propone la solución de **110 [°F]** con **105'' x 10'**.

6.4.2 Diseño de tratadores térmicos verticales

El procedimiento de resolución es el mismo que para los tratadores horizontales, por lo que se resumen algunos cálculos. Las diferencias que tienen los ejemplos de tratadores horizontales y verticales son las ecuaciones utilizadas.

3. Diseñar un tratador térmico vertical a temperaturas de 90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F]:

Datos:

$$SGw = 1.04$$

$$°API = 40$$

$$Q_o = 2,000 \text{ [BPD]}$$

$$Top = 90 \text{ [°F]}$$

$$Tr = 20 \text{ [min]}$$

Obtenemos “ ΔSG ”:

$$SG_o = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

$$SG_o = \frac{141.5}{40 + 131.5} = 0.825 \quad \text{entonces:}$$

$$\Delta SG = SGw - SG_o$$

$$\Delta SG = 1.04 - 0.825 = \boxed{0.214}$$

Para la viscosidad del aceite se ocupara la correlación de “Beggs & Robinson”. Se debe realizar este cálculo para cada temperatura de interés:

$$\mu_o = 10^x - 1 \text{ [cp] donde:}$$

$$x = y(T^{-1.163})$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ}API)$$

Sustituyendo los valores para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F] obtenemos:

$$\mu_{o@90^{\circ}F} = \boxed{6.80 [cp]}$$

$$\mu_{o@100^{\circ}F} = \boxed{5.15 [cp]}$$

$$\mu_{o@120^{\circ}F} = \boxed{3.34 [cp]}$$

Obtenemos “ d_m ” para cada temperatura de interés:

$$d_m = 200(\mu_{interes}^{0.25}) \quad \text{sustituyendo:}$$

$$d_{m@90^{\circ}F} = 200(6.80^{0.25}) = \boxed{322.96 [micrones]}$$

$$d_{m@100^{\circ}F} = 200(5.15^{0.25}) = \boxed{301.36 [micrones]}$$

$$d_{m@120^{\circ}F} = 200(3.34^{0.25}) = \boxed{270.56 [micrones]}$$

Empleando la ecuación de asentamiento para tratadores térmicos verticales se debe obtener “d” para cada una de las diferentes temperaturas de interés. Con fines prácticos tomaremos que F=1:

$$d = 81.8 \left[\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Sustituimos:

$$d_{@90^{\circ}F} = 81.8 \left[\frac{(1)(2,000)(6.80)}{(0.214)(322.96^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{63.712 [pg]}$$

$$d_{@100^{\circ}\text{F}} = 81.8 \left[\frac{(1)(2,000)(5.15)}{(0.214)(301.36^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{59.449[\text{pg}]}$$

$$d_{@120^{\circ}\text{F}} = 81.8 \left[\frac{(1)(2,000)(3.34)}{(0.214)(270.56)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{53.374[\text{pg}]}$$

Se proponen valores para “h” de 10 a 200 [pg], y se elabora una tabla, para posteriormente graficar los resultados:

Tabla 6.6 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F].

T=90[°F]		T=100[°F]		T=120[°F]	
d [pg]	h [pg]	d [pg]	h [pg]	d [pg]	h [pg]
63.71	0	59.44	0	53.37	0
63.71	10	59.44	10	53.37	10
63.71	20	59.44	20	53.37	20
63.71	30	59.44	30	53.37	30
63.71	40	59.44	40	53.37	40
63.71	50	59.44	50	53.37	50
63.71	60	59.44	60	53.37	60
63.71	70	59.44	70	53.37	70
63.71	80	59.44	80	53.37	80
63.71	90	59.44	90	53.37	90
63.71	100	59.44	100	53.37	100
63.71	110	59.44	110	53.37	110
63.71	120	59.44	120	53.37	120
63.71	130	59.44	130	53.37	130
63.71	140	59.44	140	53.37	140
63.71	150	59.44	150	53.37	150
63.71	160	59.44	160	53.37	160
63.71	170	59.44	170	53.37	170
63.71	180	59.44	180	53.37	180
63.71	190	59.44	190	53.37	190
63.71	200	59.44	200	53.37	200

Empleando la ecuación de tiempo de residencia para tratadores térmicos verticales, se deben proponer valores de “h” y calcular “d” para cada uno de éstos valores:

$$d^2 h = \frac{QoTr}{0.12}$$

Despejando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = \sqrt{\frac{QoTr}{0.12(h)}}$$

Realizamos el cálculo de “d” proponiendo valores de “h” de 10 a 200 [pg]:

Tabla 6.7 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 3.

Tr	
d [pg]	h [pg]
	0
182.57	10
129.09	20
105.40	30
91.28	40
81.64	50
74.53	60
69.00	70
64.54	80
60.85	90
57.73	100
55.04	110
52.70	120
50.63	130
48.79	140
47.14	150
45.64	160
44.28	170
43.03	180
41.88	190
40.82	200

Con las tablas obtenidas se grafica “d” vs “h” para las temperaturas de interés. Se seleccionan combinaciones de “d” y “h” que se encuentren por encima de la curva de Tr (tiempo de residencia).

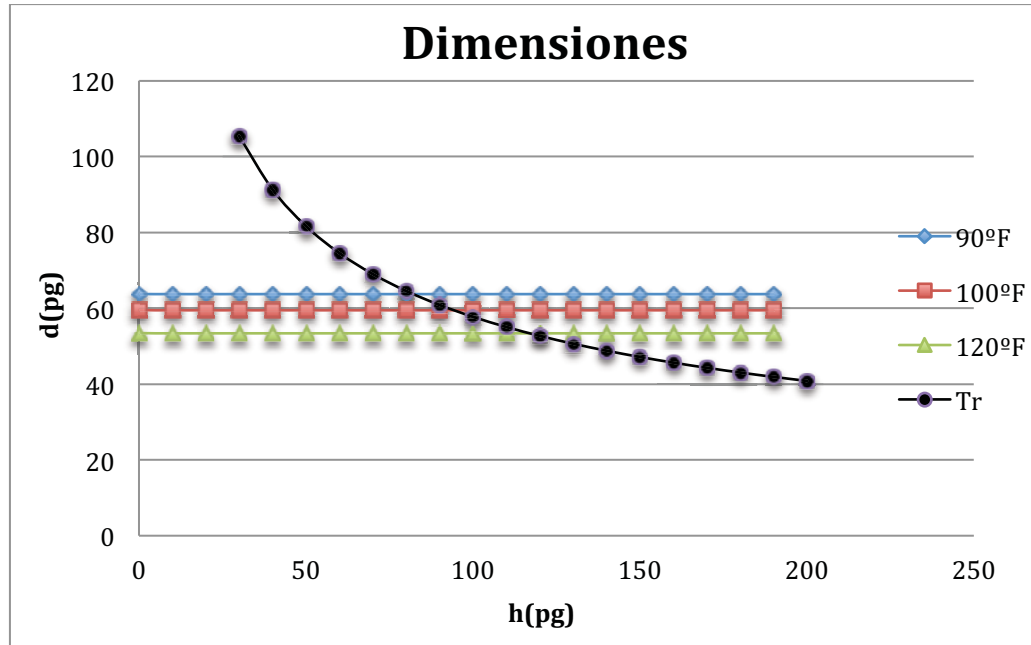


Figura 6.5 Gráfica d vs h para resolución del ejercicio 3

Finalmente se debe calcular el calor requerido para las diferentes temperaturas de interés empleando la ecuación de calor requerido:

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SGo) + 0.1]$$

Sustituyendo valores obtenemos:

$$q_{@90^{\circ}\text{F}} = \frac{16(2,000)(90-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1,000,000} = 0 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@100^{\circ}\text{F}} = \frac{16(2,000)(100-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1,000,000} = 0.164 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@120[^\circ\text{F}]} = \frac{16(2,000)(120-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1,000,000} = \boxed{0.492 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]}$$

Como se mencionó con anterioridad en el ejercicio 1, cuando se elija la combinación de “d” y “ L_{eff} ”, debe considerarse principalmente el calor requerido y el tamaño del tratador con la finalidad de elegir la mejor solución técnica y económica, con base a lo anterior se propone la solución de **100[°F]** con **60” x 100”**, ya que un tratador de gran tamaño sin calor añadido puede resultar a largo plazo más caro que si se eligiera uno de menor tamaño al que se le debe añadir calor. Esto ocurre debido a que al añadir calor a un tratador el calor ayuda a la desestabilización de la emulsión, lo que da como resultado un menor tiempo de residencia necesario en el equipo, esto se traduce en necesitar un equipo de menor tamaño.

4. Diseñar un tratador térmico vertical a temperaturas de 90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F]:

Datos:

$$SG_w = 1.04$$

$$^\circ\text{API} = 40$$

$$Q_o = 3,500 \text{ [BPD]}$$

$$T_{op} = 90 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

$$T_r = 25 \text{ [min]}$$

Obtenemos “ ΔSG ”:

$$SG_o = \frac{141.5}{\text{API} + 131.5}$$

$$SG_o = \frac{141.5}{40 + 131.5} = 0.825 \quad \text{entonces:}$$

$$\Delta SG = SG_w - SG_o$$

$$\Delta SG = 1.04 - 0.825 = \boxed{0.214}$$

Para la viscosidad del aceite se ocupará la correlación de “Beggs & Robinson”.
Se debe realizar este cálculo para cada temperatura de interés:

$$\mu_o = 10^x - 1 \text{ [cp] donde:}$$

$$x = y(T^{-1.163})$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ}API)$$

Sustituyendo los valores para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F] obtenemos:

$$\mu_{o@90^{\circ}F} = \boxed{6.80 \text{ [cp]}}$$

$$\mu_{o@100^{\circ}F} = \boxed{5.15 \text{ [cp]}}$$

$$\mu_{o@120^{\circ}F} = \boxed{3.34 \text{ [cp]}}$$

Obtenemos “ d_m ” para cada temperatura de interés:

$$d_m = 200(\mu_{interes}^{0.25}) \quad \text{sustituyendo:}$$

$$d_{m@90^{\circ}F} = 200(6.80^{0.25}) = \boxed{322.96 \text{ [micrones]}}$$

$$d_{m@100^{\circ}F} = 200(5.15^{0.25}) = \boxed{301.36 \text{ [micrones]}}$$

$$d_{m@120^{\circ}F} = 200(3.34^{0.25}) = \boxed{270.56 \text{ [micrones]}}$$

Empleando la ecuación de asentamiento para tratadores térmicos verticales, se debe obtener “d” para cada una de las diferentes temperaturas de interés. Con fines prácticos tomaremos que F=1:

$$d = 81.8 \left[\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Sustituimos:

$$d_{@90^{\circ}\text{F}} = 81.8 \left[\frac{(1)(3,500)(6.80)}{(0.214)(322.96^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{84.283[\text{pg}]}$$

$$d_{@100^{\circ}\text{F}} = 81.8 \left[\frac{(1)(3,500)(5.15)}{(0.214)(301.36^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{78.644[\text{pg}]}$$

$$d_{@120^{\circ}\text{F}} = 81.8 \left[\frac{(1)(3,500)(3.34)}{(0.214)(270.56^2)} \right]^{\frac{1}{2}} = \boxed{70.607[\text{pg}]}$$

Se proponen valores para “h” de 10 a 200 [pg] y se elabora una tabla, para posteriormente graficar los resultados:

Tabla 6.8 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” para T=90 [°F], 100 [°F] y 120 [°F].

T=90[°F]		T=100[°F]		T=120[°F]	
d [pg]	h [pg]	d [pg]	h [pg]	d [pg]	h [pg]
84.28	0	78.64	0	70.60	0
84.28	10	78.64	10	70.60	10
84.28	20	78.64	20	70.60	20
84.28	30	78.64	30	70.60	30
84.28	40	78.64	40	70.60	40
84.28	50	78.64	50	70.60	50
84.28	60	78.64	60	70.60	60
84.28	70	78.64	70	70.60	70
84.28	80	78.64	80	70.60	80
84.28	90	78.64	90	70.60	90
84.28	100	78.64	100	70.60	100
84.28	110	78.64	110	70.60	110
84.28	120	78.64	120	70.60	120
84.28	130	78.64	130	70.60	130
84.28	140	78.64	140	70.60	140
84.28	150	78.64	150	70.60	150
84.28	160	78.64	160	70.60	160
84.28	170	78.64	170	70.60	170
84.28	180	78.64	180	70.60	180
84.28	190	78.64	190	70.60	190
84.28	200	78.64	200	70.60	200

Empleando la ecuación de tiempo de residencia para tratadores térmicos verticales se deben proponer valores de “h” y calcular “d” para cada uno de éstos valores:

$$d^2 h = \frac{QoTr}{0.12}$$

Despejando de la ecuación queda de la siguiente manera:

$$d = \sqrt{\frac{QoTr}{0.12(h)}}$$

Realizamos el cálculo de “d” proponiendo valores para “h” de 10 a 200 [pg]:

Tabla 6.9 Cálculos de “d” proponiendo valores de “h” en la ecuación de tiempo de residencia, ejercicio 4.

Tr	
d [pg]	h [pg]
	0
270.03	10
190.94	20
155.90	30
135.01	40
120.76	50
110.23	60
102.06	70
95.47	80
90.01	90
85.39	100
81.41	110
77.95	120
74.89	130
72.16	140
69.72	150
67.50	160
65.49	170
63.64	180
61.94	190
60.38	200

Con las tablas obtenidas se grafica “d” vs “h” para las temperaturas de interés. Se seleccionan combinaciones de “d” y “h” que se encuentren por encima de la curva de Tr (tiempo de residencia).

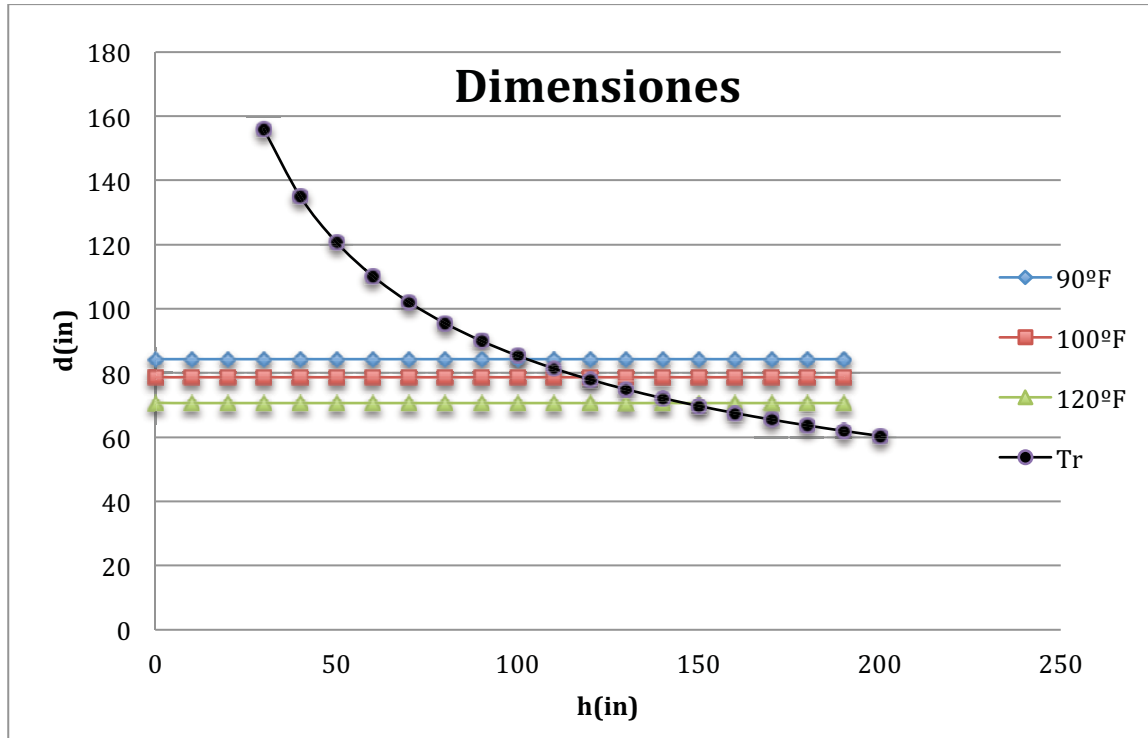


Figura 6.6 Gráfica d vs h para resolución del ejercicio 4

Finalmente se debe calcular el calor requerido para las diferentes temperaturas de interés, empleando la ecuación de calor requerido:

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SGo) + 0.1]$$

Sustituyendo valores obtenemos:

$$q_{@90^{\circ}\text{F}} = \frac{16(3,500)(90-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1,000,000} = 0 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@100^{\circ}\text{F}} = \frac{16(3,500)(100-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1,000,000} = 0.287 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]$$

$$q_{@120[{}^{\circ}\text{F}]} = \frac{16(3500)(120-90)[0.5(0.825)+0.1]}{1000000} = \boxed{0.861 \left[\frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} \right]}$$

Con base a los criterios mencionados en el ejercicio 3 se propone la solución de **90 [°F]** con **81'' x 110''**.

*Nota: El diseño de los equipos tipo Gunbarrel se realiza del mismo modo que el de los tratadores verticales, por lo anterior no se incluye el desarrollo de un ejercicio.

6.5 Análisis de sensibilidad de las ecuaciones de diseño de tratadores de emulsiones

En este punto se comentaran los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad realizado con ayuda de la herramienta "Oracle Crystal Ball" a las ecuaciones de diseño de tratadores horizontales y verticales, empleando los datos de los ejercicios 1 y 3 respectivamente.

6.5.1 Análisis de sensibilidad para tratadores horizontales

Como se puede observar en la **Figura 6.7**, la variable de mayor impacto en la ecuación de asentamiento es el diámetro de gota, por lo que es de suma importancia tener bien caracterizada esta variable o realizar de manera adecuada los cálculos para obtenerla.

Existen diversos métodos para caracterizar el diámetro de gota en laboratorio, entre ellos destaca el microscopio óptico. El principio de funcionamiento del equipo requiere de una pequeña muestra de emulsión que deberá ser colocada en una placa de vidrio. La muestra será cubierta por una segunda placa de

vidrio, formando una capa muy delgada de emulsión, la cual será observada con el microscopio óptico. En las imágenes obtenidas se registrarán todas las gotas de agua visibles, posteriormente, la desviación estándar, el diámetro de gota promedio y el número de gotas medidas deberán calcularse empleando un programa de cómputo.^[28]

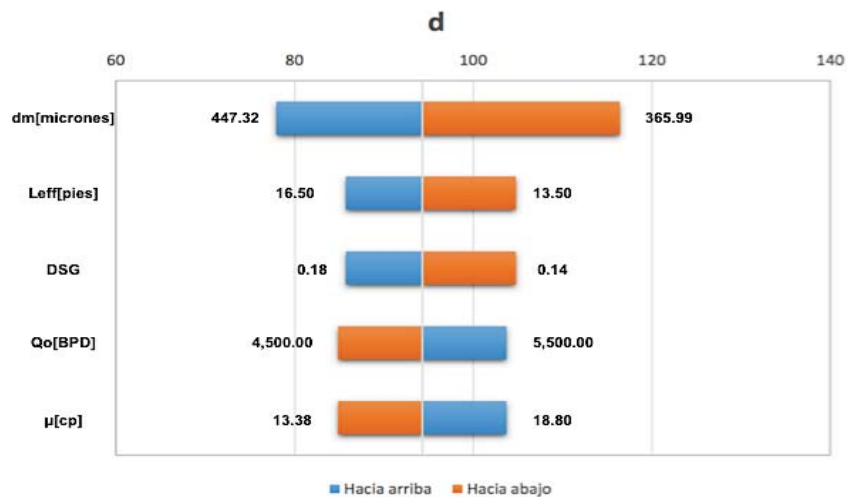


Figura 6.7 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de asentamiento para tratadores horizontales

Para la ecuación de tiempo de residencia se puede apreciar la **Figura 6.8** donde las tres variables empleadas en esta ecuación tienen un impacto muy similar en el resultado. Cabe mencionar que en esta ecuación tanto el tiempo de residencia como el gasto de aceite son información con la que se debe contar, es de suma importancia que el gasto de aceite se encuentre bien definido para no sobredimensionar los equipos, o bien, si se planea añadir más producción a dicho flujo de aceite, ese flujo extra debe ser considerado en los cálculos para no tener que realizar cambios o adición de equipos por la falta de capacidad de tratamiento.

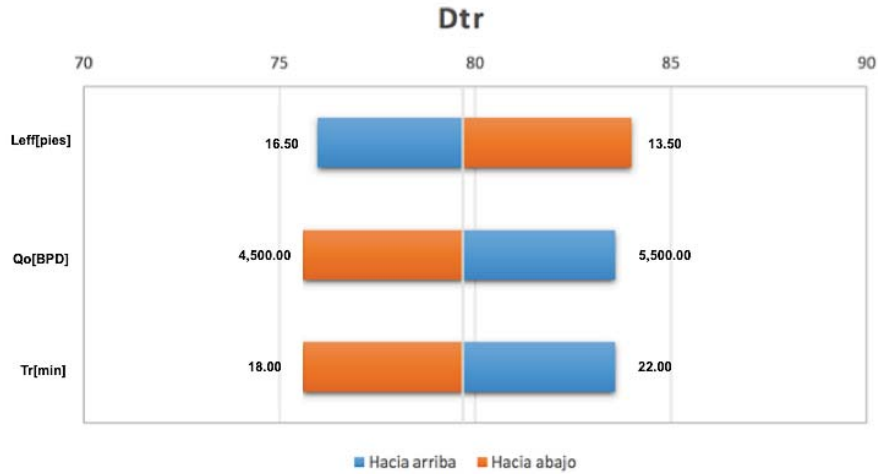


Figura 6.8 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de tiempo de residencia para tratadores horizontales

Para la ecuación de calor se observa en la **Figura 6.9** que las variables más importantes son la temperatura de interés y la temperatura de operación, dándonos a entender que entre más grande sea el diferencial de temperatura, mayor variación se obtendrá en los resultados. Por lo anterior, se deben realizar cálculos a diferentes temperaturas de interés para obtener diversas opciones de curvas generadas por los resultados y de esta manera se podrá elegir la opción más rentable. Cabe mencionar que estos diferenciales de temperatura también se ven reflejados en la ecuación de asentamiento, debido a que la viscosidad es dependiente de la temperatura.

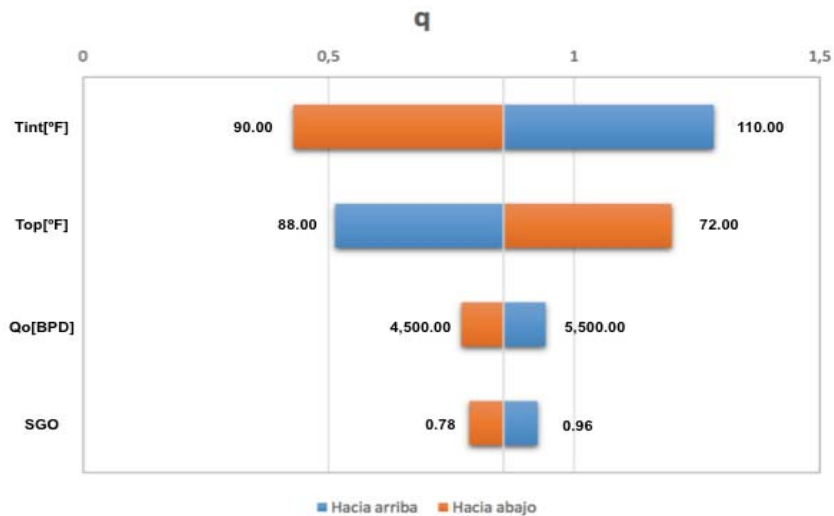


Figura 6.9 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de calor empleando datos para diseñar un tratador horizontal

6.5.2 Análisis de sensibilidad para tratadores verticales

Dado que las ecuaciones de asentamiento para tratadores horizontales como para tratadores verticales se obtienen de la misma manera, estas tienen un comportamiento similar. Como se puede observar en la **Figura 6.10**, la variable de mayor impacto en la ecuación de asentamiento es el diámetro de partícula, por lo que enfatizamos que es de suma importancia tener bien caracterizada esta variable.

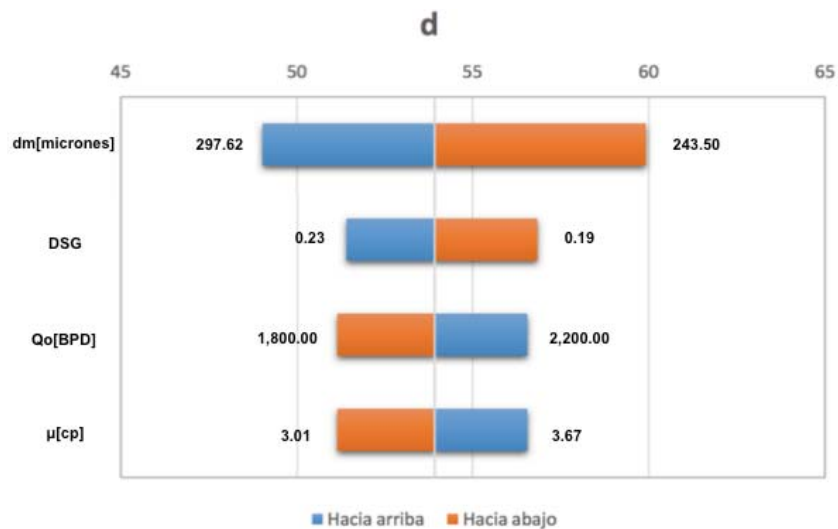


Figura 6.10 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de asentamiento para tratadores verticales

Para el caso de la ecuación de tiempo de residencia ocurre lo mismo que con la ecuación de asentamiento, esta ecuación tiene un comportamiento similar a la empleada para diseñar tratadores horizontales, donde las tres tienen un impacto muy similar en el resultado, como se puede observar en la **Figura 6.11**. La diferencia entre estas ecuaciones es que esta emplea la altura de la sección de coalescencia en lugar de la longitud de la sección de coalescencia.

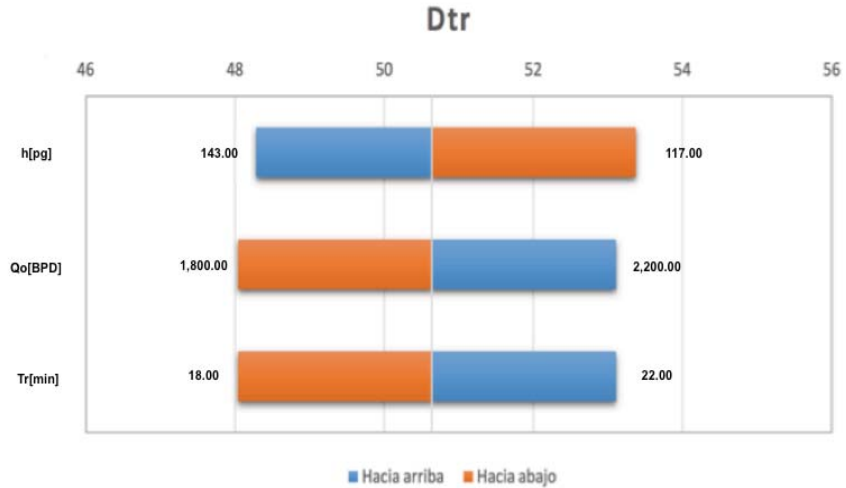


Figura 6.11 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de tiempo de residencia para tratadores verticales

Para la ecuación de calor se observa en la **Figura 6.12** exactamente el mismo comportamiento que en el ejercicio para los tratadores horizontales, debido a que la ecuación es la misma.

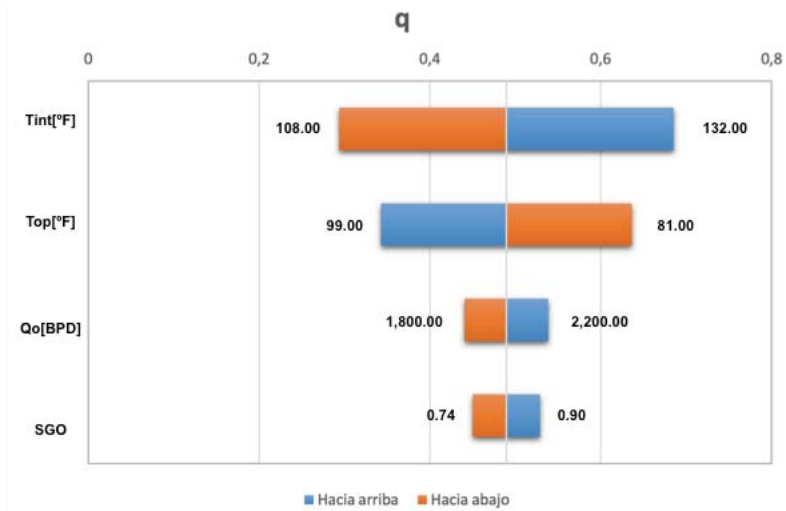


Figura 6.12 Análisis de sensibilidad tipo tornado para la ecuación de calor empleando datos para diseñar un tratador vertical

Conclusiones y Recomendaciones

- Las emulsiones son algo a lo que comúnmente se enfrentan los ingenieros de producción, es por esto que se debe contar con el conocimiento adecuado para poder afrontarlas de manera correcta y óptima. Un mal tratamiento de las emulsiones se refleja en mala calidad del crudo, lo que se traduce en pérdidas económicas debido a multas y/o reducción del precio de venta.
- Es de suma importancia el conocer los fundamentos de las emulsiones, ya que, el saber caracterizarlas de manera correcta, significa una mejor elección del o los métodos empleados para el tratamiento de las mismas. Si se emplea un método incorrecto para el tratamiento, dará como resultado una mala separación de las fases y por lo tanto, es posible que se necesite tratamiento adicional del aceite crudo.
- Un aspecto de vital cuidado es cuando se incrementa el volumen fraccional de agua de una emulsión. Esto es porque al incrementar dicho volumen, la viscosidad de la emulsión aumenta en forma exponencial hasta alcanzar el punto inversión de fase, acarreando los siguientes problemas: reducción en el rendimiento de los equipos superficiales, reducción de la producción debido a mayores caídas de presión en ductos, e incluso llegar a detener la producción debido a un daño severo en los equipos de bombeo de fondo de los pozos (cuando se cuenta con sistema BEC).
- El uso incorrecto de químicos puede representar grandes pérdidas económicas debido a sus altos precios, asimismo, el añadir demasiado calor a la emulsión puede ser muy caro, e incluso puede llegar a causar

coquización. Por lo anterior, es fundamental que se encuentre un equilibrio entre el calor añadido y los químicos empleados, esto con el fin de optimizar el proceso y reducir los costos al máximo.

- El sobredimensionamiento de equipos juega un papel muy importante en las instalaciones, ya que tener un equipo de gran tamaño no siempre significa que es el óptimo para el tratamiento. Se debe realizar un diseño correcto, ya que el tener equipos muy grandes representa grandes inversiones que pueden ser evitadas si se hubiera realizado un diseño correcto.
- Es fundamental llevar a cabo un mantenimiento preventivo, ya que éste podrá evitar futuras pérdidas de producción debido a paros por mantenimiento o remplazo de equipos.
- Cuando se diseñan los equipos como en los ejercicios mostrados en este trabajo, es importante tomar en cuenta la dimensión de los equipos (tamaño), el calor que deberá ser añadido y la temperatura de operación, ya que se debe analizar cuidadosamente la mejor elección. Si no se escoge la mejor opción es posible que se sobredimensione el tratador y se gasten muchos recursos económicos en la inyección de calor, cuando esto pudo ser evitado con un análisis correcto.
- Los internos de un tratador juegan un papel muy importante, debido a que éstos deben ser añadidos, de ser posible, cuando el tratador está en construcción, si esto no es posible y no se consideraron correctamente todos los internos que el equipo necesita, es muy probable que se tenga que detener la producción cuando se desee añadir internos al tratador.
- El añadir calor excesivo al tratador significa mayor evaporación de ligeros, lo que dará como resultado un crudo mas pesado y barato, es por esto

que el calor es uno de los factores que debe ser monitoreado con mayor frecuencia.

Referencias

[1] Arnold, K. (2008). *Surface Production Operations*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

[2] FMC Technologies. (2016). *Sand removal*. Retrieved de FMC technologies: <http://www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/HighPerformanceInternals/SandRemoval.aspx>

[3] Ramos, S. O., & Garces, W. Z. (2009). *Diseño De Las Principales Facilidades De Superficie Para La Deshidratacion Del Crudo Proveniente De La Formacion San Fernando A Eescala Piloto*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .

[4] Schramm, L. L. (1992). *Emulsion Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry* Washington D.C.; American Chemical Society. (pp. 1-47).

[5] Singh, P., & Thomason, W. H. (2004). *Flow Properties of Alaskan Heavy-Oil Emulsions*. 7. SPE-90627.

[6] Smith, H. V. (1987). *Crude Oil Emulsions*. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas. SPE-1987-19-PEH

[7] Escamilla, G. M. (2002). *Estudio de los Cambios Reologicos y Morfologicos de Emulsiones Multiples del Tipo Agua-Aceite-Agua (w/o/w) en el Tiempo*. México: Universidad Autonoma Metropolitana Iztapalapa.

[8] Stewart, M., & Arnold, K. (2009). *Emulsions and Oil Treating Equipment*. Miami,: Gulf Professional Publishing.

[9] Warren, K. W. (2007). Emulsion Treating. In K. E. Arnold, & L. W. Lake (Ed.), *Petroleum Engineering Handbook, Facilities and Construction Engineering*, Vol. III, pp. (61-122). Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

[10] Cameron. 2013. NATCO Horizontal PERFORMAX Treater.

[11] Almaguer, A. M. (2013). *Optimizar el Consumo Energetico en la Deshidratación y Desalado de Crudo*. México: Instituto Politécnico Nacional .

[13] Ball, B. Waterlegs. (2015). *What you need to know!*. United States Of America: High Tech Consultants.

[14] Eduardo, G. M. (2015). *Diseño y Optimizacion de Equipo Superficial Para el Manejo de Aceite*. México: Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Facultad de Ingenieria.

[15] G.B.Shea. (1939). *Practices and Methods Of Preventing And Treating Crude-Oil Emulsions*. Washington: United States Department of the Interior.

[16] Kokal, S. (2002). *Crude Oil Emulsions: A-State-Of-The-Art Review*. Society of Petroleum Engineers, , Texas. Saudi Aramco. SPE-77497.

[17] Marfisi, S. & Salager. (2004). *Deshidratación de Crudo Principios y Tecnologia*. Venezuela: Universidad de los Andes, Facultad de Ingenieria.

[18] Oswaldo, F. B. (2010). *Conversion de Tanque de Almacenamiento de Aceite en Tanques Gunbarrel para Deshidratacion y Desalado de Crudo Pesado*. México: Universidad Nacional Autonoma de México, Facultad de Ingenieria.

- [19] Quiroz, J. J. (2009). *Deshidratación de Crudo Pesado en la Terminal Marítima Dos Bocas*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- [20] Ernst Flow Industries. (2016). *Ernst Flow Industries A Clark Reliance Company*: <http://shop.ernstflow.com/products/efi-58-5-safety-boiler-water-column-high-and-low-alarm-water-column-only.html>
- [21] Forum Energy Technologies. (2012). f-e-t.: http://www.f-e-t.com/images/uploads/data-sheets/EDGE_AND_EDGE_II_brochure.pdf
- [22] Koflo. Co. (2016). Koflo the static mixer experts: <http://www.koflo.com>
- [23] NIPI ONGM. (2016). NIPI ONGM (*Research and Design Institute for Oil and Gas Field Development LLC*): <http://www.nipi-ongm.ru/en/engineering/delivery-of-the-equipment/technological-complexes-and-installation-of-preparation-of-oil-and-water-/installation-of-the-preliminary-discharge-of-water-preliminary-water-discharge-facilities-/>
- [24] Francis S, M. (1991). *Oil Field Processing Of Petroleum, Natural Gas . Vol. I*. Tulsa, Oklahoma, United States Of America. PennWell Books.
- [25] Miron, C. D. (2015) *Tecnología de Agar*. WILBUR EAGLE, S.A. DE C.V.
- [26] Kosegarten-Conde, C. & Jiménez-Munguía, M. (2012). *Factores principales que intervienen en la estabilidad de una emulsión doble*. Puebla: Departamento de Ingeniería Química, Alimentos y Ambiental. Universidad de las Américas.
- [27] Dubay, B. A. (2012). *Optimization of Emulsion Breaker Concentration*. Society of Petroleum Engineers, , Port of Spain, Trinidad. Petrotrin. SPE-158873.

- [28] Janssen, P. H. (2001). *Emulsion Formation in a Model Choke-valve*. Society of Petroleum Engineers, , New Orleans, Louisiana. Institut Français du Pétrole. SPE-71437.
- [29] Razmahwata, M. R. (2002). *Emulsion Treatment Utilizing Hot Produced Water*. Society of Petroleum Engineers, Melbourne, Australia. ExxonMobil Exploration and Production Malaysia Incorporated . SPE-77848.
- [30] American Petroleum Institute. (1994). *API Specification 12L. Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters* (4^a edición). American Petroleum Institute, Washington, D. C.
- [31] Abdurahman, H. N. (2010). *Chemical Destabilization on Water in Crude Oil Emulsions*. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials and Metallurgical Engineering.
- [32] Abdurahman, H. N. (2007). *Water-in-Crude Oil Emulsions: Its Stabilization and Desemulsification*. Universiti Malaysia Pahang, Pahang, Malaysia. ISSN 1812-5654.
- [33] Nuraini, M. (2011). *Effect of chemical breaking agents on water-in- crude oil emulsion system*. University Malaysia Pahang, International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials and Metallurgical Engineering.
- [34] Kumar, R. (2012). *Heavy-Oil Recovery by In-Situ Emulsion Formation*. Society of Petroleum Engineers, Texas. The University of Texas at Austin. SPE-129914-PA.

- [35] Clariant, A. K. (2013). *Environmentally Friendly Emulsion Breakers: Vision or Reality?*. Society of Petroleum Engineers, Texas. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. SPE-164073-MS.
- [36] McCoy, A. W. (1919). *Investigations Concerning Oil-water Emulsion*. Society of Petroleum Engineers, Chicago. Empire Gas & Fuel Co. SPE-921430-G.
- [37] Emuchay, D. (2013). *Breaking of Emulsions Using Locally Formulated Demulsifiers*. Society of Petroleum Engineers, Rivers State, Nigeria. University of Port Harcourt. SPE-167528-MS.
- [38] Alboudwarej, H. (2007). *Rheology of Heavy-Oil Emulsions*. Society of Petroleum Engineers, Alberta. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. SPE-97886-PA.
- [39] Thro, M. E. (1996). *Water Droplet Size Determination for Improved Oil Treater Sizing*. Society of Petroleum Engineers, Rivers State, New Orleans. University of Port Harcourt. SPE-167528-MS.
- [40] Arnold, K. E. (1987). *Droplet Settling vs. Retention Time Theories for Sizing Oil/Water Separator*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. Paragon Engineering Services Inc. OCT-5592.
- [41] Roslan M. (1993). *Emulsion Treatment Program*. Society of Petroleum Engineers, Singapore. Esso Production Malaysia Inc. SPE-25346-MS.
- [42] Pietrangeli, G. (2014). *Treatment of Water in Heavy Crude Oil Emulsions with Innovative Microemulsion Fluids*. Society of Petroleum Engineers, Medellin, Colombia. Baker Hughes. SPE-171140-MS.

[43] Angel, G. C., & Francisco, B. (1986). *Apuntes de Manejo de la Produccion en la Superficie*. México: Universidad Nacional Autonoma de México, Facultad de Ingenieria.

[44] Fernández, A. (2006). *Preparación, Caracterización y Estabilidad de Emulsiones y Microemulsiones O/W*: Universidad de Granada, Facultad de Ciencias.

[45] Guzman, L., & Rios, M. A. (1986). *Operación y Proceso en los sistemas de Tratamiento de Crudo*. Universidad Nacional Autonoma de México, Facultad de Ingenieria.