

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y SEGUIMIENTO DEL
FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE
EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA.**

DIEGO FERNANDO MEDINA CÁCERES

LIBARDO ALEXANDER RAMÍREZ BELTRAN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2012

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y SEGUIMIENTO DEL
FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE
EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA.**

DIEGO FERNANDO MEDINA CÁCERES

LIBARDO ALEXANDER RAMÍREZ BELTRAN

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

Esp. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

Dedico este triunfo a Dios,

*A mis padres MARIA NELLY BELTRAN VARGAS y JORGE RAMIREZ
GOYENECHE*

Por haberme dado algo más que la vida:

Orgullo, dignidad, respeto, cariño, tolerancia y hambre por ser alguien mejor.

Mi infinita admiración, por no haber hecho una vida paralela y darlo todo por sus hijos.

Gracias por obligarme a estudiar

A mi abuela Betty por ser un modelo de verreaquera y templanza.

A mis hermanos fieles testigos compañeros y amigos de la batalla del día a día.

(Se sufre pero se goza).

LIBARDO ALEXANDER RAMIREZ BELTRAN

DEDICATORIA

*A mi **madre**, por todos los sacrificios que hizo continuamente para ayudarme a alcanzar este logro.*

Por toda la paciencia que tuvo para conmigo, por sus consejos, palabras y regaños, porque siempre lo hizo con amor y con las mejores intenciones. Te quiero mucho.

A todas esas personas que en algún momento hicieron parte de este camino...porque para bien o para mal siempre aprendí algo de cada uno de ustedes...

A todos aquellos (familia, "amigos", compañeros, conocidos, etc.) que nunca dieron un peso por mí...con sus acciones y palabras me motivaron a seguir adelante y demostrar que a pesar de todo lo conseguí y no les di ese gusto.

*A la **flaca**, porque me apoya y siempre me demuestra su cariño y comprensión en todos los momentos que se nos han presentado.*

Y como dijo Andreitarika11: "para todos mis seguidores" jejejeje....

DIEGO F. MEDINA C.

"EL NATAS"

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. TEORÍA DE LAS EMULSIONES.....	18
1.1. COMPONENTES.....	18
1.2. TEORÍA COLOIDAL DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES.....	21
1.3. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS EMULSIONES	21
1.4. CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES.	23
1.5. AGENTE EMULSIFICANTE.	24
1.6. AGENTE DESEMULSIFICANTE.	25
1.7. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.	26
1.8. RUPTURA DE LAS EMULSIONES.	30
1.9. PRUEBAS DE BOTELLA.....	37
2. TRATAMIENTO TÉRMICO.....	39
2.1. CALENTADORES DE TIPO DIRECTO.....	41
2.2. CALENTADORES DE TIPO INDIRECTO.....	43
2.3. TRATADORES TÉRMICOS.....	45
2.3.1. TRATADORES TÉRMICOS VERTICALES.....	53
2.3.2. TRATADORES TÉRMICOS HORIZONTALES.....	55
2.3.3. TRATADORES TÉRMICOS ELECTROSTÁTICOS.....	61
3. MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA.....	84
3.1. GENERALIDADES.....	84
3.2. HERRAMIENTAS DE MONITOREO.....	87
3.2.1. MANÓMETROS.....	87
3.2.2. TERMÓMETROS.....	90
3.2.3. MEDIDORES DE FLUJO O DE CAUDAL.....	97
3.2.3. VÁLVULAS.....	100

3.3.	SEGUIMIENTO.....	105
3.4.	CONTROL	109
4.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DISEÑO SEGUIMIENTO Y CONTROL DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA.....	113
4.1.	DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES	116
4.2.	PROGRAMAS DE MONITOREO	118
4.3.	SEGUIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES	121
4.4.	TRATAMIENTOS DE CONTROL	121
4.5.	PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES (BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS)	125
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	133
	BIBLIOGRAFÍA.....	135
	ANEXOS.....	137

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Microfotografía de una emulsión directa.	20
Figura 2. Procedimiento para realizar las pruebas de botella.	38
Figura 3. Viscosidad del petróleo respecto a la temperatura.	40
Figura 4. Calentador de Tipo Directo.	42
Figura 5. Calentador de Tipo Indirecto.	44
Figura 6. Tipos de Deflectores.	48
Figura 7. Tipos de Extractores de Niebla.	50
Figura 8. Placa Rompeolas.	51
Figura 9. Separador Trifásico Vertical.	52
Figura 10. Separador Trifásico Horizontal.	52
Figura 11. Tratador Térmico Vertical.	54
Figura 12. Tamaño de gotas de emulsión vs. Viscosidad del Aceite.	61
Figura 13. Tratador Térmico Electrostático.	62
Figura 14. Composición y Polaridad de una Molécula de Agua.	63
Figura 15. Tratador Térmico Electrostático.	66
Figura 16. Tratador Electrostático.	73
Figura 17. Configuración Típica de un Deshidratador AC/DC.	75

Figura 18.	Forma de onda de un voltaje exponencial típico.	78
Figura 19.	Diagrama del Transformador del Modelo Electrostático.	79
Figura 20.	Desarrollo histórico de los tratadores electrostáticos.	82
Figura 21.	Deshidratador Térmico Electrostático Con Dispositivos de control.	83
Figura 22.	Termómetro de Bulbo.	92
Figura 23.	Termómetro bimetalico.	94
Figura 24.	Termocupla.	95
Figura 25.	Termopozo.	96
Figura 26.	Gráfica de porcentajes en el uso de medidores de presión.	97
Figura 27.	Medidor de Caudal Deprimógeno (Venturi).	98
Figura 28.	Medidor de área variable.	99
Figura 29.	Medidor de desplazamiento positivo.	99
Figura 30.	Válvula neumática.	102
Figura 31.	Indicador de Nivel de Flotador.	103
Figura 32.	Transmisor de Nivel por Radar.	104
Figura 33.	Celda de Corrosión en una Línea de Flujo.	111
Figura 34.	Diagrama de Flujo para la Selección Diseño Seguimiento y Control de Equipos de Tratamiento Térmico de Emulsiones de Crudo y Agua.	114
Figura 35.	Diagrama de fases.	119

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Térmicos Verticales	59
Tabla 2. Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Térmicos Horizontales.	59
Tabla 3. Rangos de aplicación de los Instrumentos de Medición.	89
Tabla 4. Cuadro selectivo de las características de termómetros en función de diferentes fluidos	93
Tabla 5. Incremento en mermas de dos tanques con diferentes Condiciones.	102
Tabla 6. Factores para seleccionar un tratamiento de crudo.	117
Tabla 7. Mantenimiento en un equipo intercambiador de calor en funcionamiento.	122
Tabla 8. Problemas, causas y correcciones en tratadores térmicos Electrostáticos.	130
Tabla 9. Procedimiento para diagnóstico y solución de fallas en base a los equipos deshidratadores. NATCO.	132

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN, DISEÑO Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA.*

AUTOR: DIEGO FERNANDO MEDINA CÁCERES**

LIBARDO ALEXANDER RAMÍREZ BELTRÁN**

PALABRAS CLAVES: Emulsiones, tratamiento térmico, floculación, coalescencia, BS&W, metodología, separación.

Como es bien conocido, las emulsiones involucran dos líquidos inmiscibles y un agente emulsificante que mantiene dispersa una fase en la otra, las cuales se convierten en problemas comunes en la mayoría de los campos petroleros. Disminuyendo así su precio comercial.

En la gama de opciones de tratamiento de emulsiones podemos encontrar gran variedad de tecnologías entre las cuales podemos nombrar: inyección de químicos, separación gravitacional, tratamiento electrostático y calentamiento o tratamiento térmico.

El tratamiento térmico para deshidratación de crudos es uno de los métodos más utilizados en la industria petrolera debido a su alta eficiencia y rango de aplicación en las diferentes emulsiones. Si bien es cierto no todas las emulsiones pueden ser tratadas con este método, ni hay dos emulsiones iguales entre un campo y otro. A continuación se presenta una recopilación de información necesaria para el adecuado tratamiento de una emulsión de crudo y agua, desde la definición de emulsión, los requisitos para la formación de estas “mezclas”, los factores a analizar para determinar su estabilidad así como los posibles tratamientos que se deban aplicar. También se muestra una metodología que combina principios de selección, diseño y seguimiento de los equipos necesarios para efectuar un tratamiento térmico de las emulsiones.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas Ingeniería de Petróleos
Director: Esp. Erik Giovany Montes Páez

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE SELECTION, DESIGN AND PERFORMANCE MONITORING EQUIPMENT HEAT TREATMENT OF OIL AND WATER EMULSIONS.*

AUTHOR: DIEGO FERNANDO MEDINA CÁCERES**

LIBARDO ALEXANDER RAMÍREZ BELTRÁN**

KEYWORDS:Emulsions, thermal treatment, flocculation, coalescence, BS&W, methodology, separation,

As is well known, the emulsions involving two immiscible liquids and an emulsifying agent which remains dispersed in the other phase, which become common problems in most oil fields. Thus reducing their market price.

In the range of treatment options emulsions can find variety of technologies among which we can name: chemical injection, gravity separation, electrostatic and heat treatment or heat treatment.

The heat treatment for dehydration of crude oil is one of the most widely used in the oil industry due to its high efficiency and range of application in the different emulsions. While not all emulsions can be treated with this method, or equally between two emulsions and other field. Below is a compilation of information necessary for the proper treatment of an emulsion of oil and water emulsion from defining the requirements for the formation of these "mixed", the factors to be analyzed to determine their stability and possible treatments to be applied. Also shown is a methodology that combines principles of selection, design and monitoring of the equipment needed to perform a heat treatment of emulsions.

*Graduate Project Thesis

**Faculty of Physic-Chemical Engineering.Petroleum Engineering School
Director: Esp. Erik Giovany Montes Páez

INTRODUCCIÓN

El tratamiento térmico de emulsiones consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores y hornos, que disminuyen la viscosidad del petróleo y facilitan la separación de las fases, siendo uno de los métodos de deshidratación más utilizado a través de la historia potencializando el efecto del agente emulsificante.

En el proceso de separación de emulsiones por equipos de tratamiento térmico es de vital importancia realizar un plan robusto que permite el diseño, construcción y mantenimiento del sistema, esta planeación permitirá el control oportuno del proceso y será el punto de partida del mismo.

Para obtener un análisis en cualquier parte del sistema se debe hacer uso de los programas de monitoreo, seguimiento y control, convirtiéndose así en valiosas herramientas que permitirán tomar acciones para la prevención o solución de cualquier problema que se pueda ir presentando, y así cumplir con los requerimientos y especificaciones del crudo.

Dentro de las herramientas de monitoreo con las cuales se pretende obtener información de una parte puntual de el sistema, para así verificar el posible comportamiento del proceso; se cuenta con medidores de presión, temperatura, caudal y nivel.

El seguimiento del proceso que evaluara el desempeño como tal del tratamiento se realizara de manera simultánea y organizada con el monitoreo. Evaluando los resultados obtenidos, por ejemplo BS&W y la temperatura.

Debido a que los resultados pueden variar a causa de errores tanto técnicos como operacionales se deben tomar medidas cautelares o de control desde el inicio del proceso y así responder con la mejor alternativa de solución posible.

El objetivo del trabajo es integrar el monitoreo, seguimiento y control del proceso de tratamiento térmico de emulsiones, en una metodología general, para esto el desarrollo del trabajo se inicia con una recopilación de información y datos referentes al tema, luego se estudian todas las herramientas utilizadas en el monitoreo, seguimiento y control, para garantizar un exitoso avance de la separación y por último se integran todas las actividades desarrolladas en un campo petrolero de manera sencilla, útil y de fácil acceso.

1. TEORÍA DE LAS EMULSIONES

Una emulsión es una mezcla de dos fluidos inmiscibles, donde un líquido está disperso en forma de gotas en el otro. La fase que está presente en la forma de gotas se denomina fase dispersa, mientras la fase en la cual están suspendidas las gotas se conoce como fase continua. En las emulsiones de campos petroleros un líquido es agua (la cual puede tener una gran cantidad de iones disueltos) y el otro es petróleo crudo.

La cantidad de agua que se emulsiona con el petróleo crudo varía mucho de un campo a otro. Puede ser inferior al 1% y a veces mayor al 80%.

1.1. COMPONENTES

Existen tres requisitos indispensables para la formación de una emulsión:

- Presencia de dos líquidos inmiscibles.
- Agitación suficiente para dispersar uno de los líquidos en forma de pequeñas gotas en el otro líquido.
- Un agente emulsificante que permita estabilizar las gotas dispersas en la fase continua. Según Sunilkokal los agentes emulsificantes estabilizan las emulsiones e incluyen agentes de superficie activa (tensoactivos) y sólidos finamente divididos.

En el sistema de producción se pueden encontrar estas tres condiciones de la siguiente manera:

- Presencia de agua y petróleo, sustancias inmiscibles debido a sus composiciones químicas. La molécula de agua es muy polar, puesto que hay una

gran diferencia de electronegatividad entre el hidrógeno y el oxígeno. Los átomos de oxígeno son mucho más electronegativos (atraen más a los electrones) que los de hidrógeno, lo que dota a los dos enlaces de una fuerte polaridad eléctrica, con un exceso de carga negativa del lado del oxígeno, y de carga positiva del lado del hidrógeno. Los dos enlaces no están opuestos, sino que forman un ángulo de $104,45^\circ$ debido a la hibridación sp^3 del átomo de oxígeno así que, en conjunto, los tres átomos forman un molécula angular, cargado negativamente en el vértice del ángulo, donde se ubica el oxígeno y, positivamente, en los extremos de la molécula, donde se encuentran los hidrógenos.

La polaridad le asigna a los crudos ciertas conductas, en relación, por ejemplo con las emulsiones, el grado de polaridad del crudo afecta a la facilidad de ruptura de la emulsión:

- Crudos no polares y de baja polaridad: no tienen afinidad con el agua, sus emulsiones son fáciles de tratar.
- Crudos de polaridad media: los problemas de emulsión se resuelven con las tecnologías actuales.
- Crudos de alta polaridad: requieren especial atención de tratamiento.

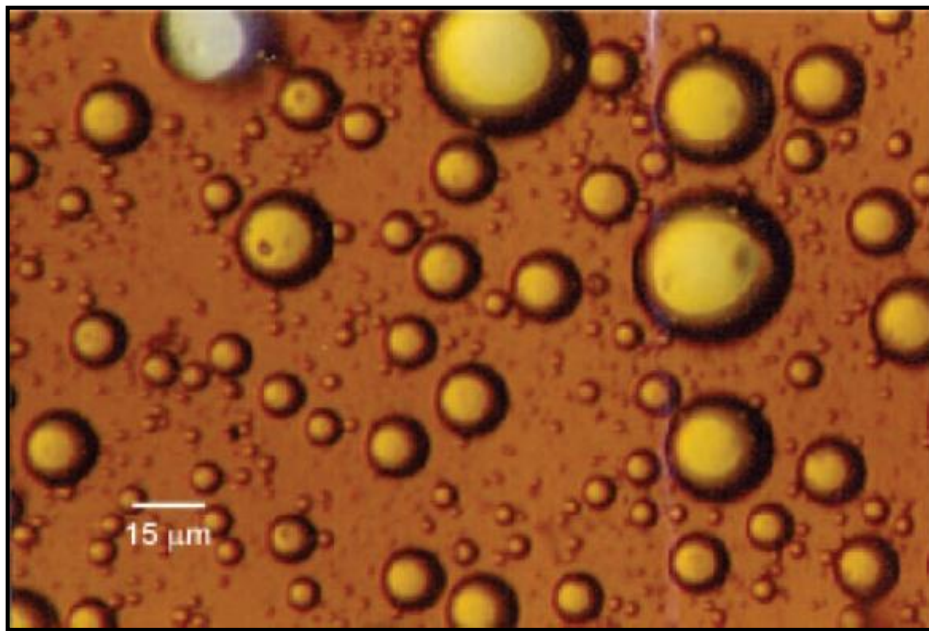
En emulsiones, el mecanismo de acción de los componentes polares parece ser la formación de barreras mecánicas que previenen la coalescencia de las gotas de agua.

- La agitación se produce desde la formación productora y luego se mantiene a través de la cara de la formación, el sistema de levantamiento artificial, la tubería de producción, las líneas de flujo, el múltiple de recolección, las bombas y válvulas presentes, etc.

- Los agentes emulsificantes pueden ser producidos por la formación (tales como parafinas, asfáltenos, arcillas, etc.) o pueden ser agregados al sistema durante el proceso de extracción y tratamiento (por ejemplo, aditivos químicos como inhibidores, antiespumantes, entre otros, contienen sustancias que pueden comportarse como emulsificantes).

En la figura 1 se puede observar una emulsión de agua en petróleo, o emulsión directa, donde las gotas de agua no se pueden unir debido al agente emulsificante que las rodea.

Figura 1. Microfotografía de una emulsión directa (agua en petróleo).



Fuente: KOKAL, Sunil L. Saudi Aramco. Petroleum Engineering Handbook, Vol. 1. SPE.

1.2. TEORÍA COLOIDAL DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES

Un sistema coloidal es un sistema fisicoquímico formado por dos o más fases, principalmente: una continua, normalmente fluida, y otra dispersa en forma de partículas. La fase dispersa es la que se halla en menor proporción.

Estos sistemas son comúnmente conocidos como coloides (mezclas en las cuales una sustancia permanece suspendida en otra), siguiendo aparentemente leyes físicas peculiares que le dan características muy diferentes a los sistemas no coloidales. Por ejemplo, ciertas arcillas, sustancias coloidales permanecen suspendidos en el agua por mucho tiempo después de un período de agitación que asegure suficiente dispersión de las partículas de arcilla. Se cree que las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión agua en aceite, están influenciadas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

1.3. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS EMULSIONES.¹

Las emulsiones varían de un campo a otro y se caracterizan por varias propiedades físicas como:

Color y Apariencia: Es una manera fácil de clasificar la emulsión si esta se lleva a un tubo de vidrio de centrifuga cónico. El color de la emulsión puede variar ampliamente dependiendo del contenido aceite/agua y las características del aceite y del agua. Los colores comunes de una emulsión son de color marrón

¹VERA, Jorge. Estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipo electrostático en el campo TIPISHCA. Escuela Politécnica Nacional. Quito 2011.

rojizo, gris o marrón negruzco, sin embargo, se puede presentar cualquier color en función del tipo de aceite y agua en una estación en particular.

El brillo a veces se utiliza para caracterizar una emulsión. Una emulsión a veces se ve turbia y opaca debido a la dispersión de luz en la interfase aceite/agua. Cuando una emulsión tiene gotitas de diámetro pequeño (gran área superficial), tiene un color claro. Cuando las gotas de una emulsión tienen gran diámetro (baja área superficial) por lo general se ve oscura y menos brillante.

Cantidad de sedimentos y Agua (BS&W): Son los sólidos y la fracción acuosa de la emulsión (sedimentos de fondo y agua). Existen varios métodos para determinar el BS&W, donde la técnica más común consiste en añadir desemulsificante a la emulsión y someterla a un proceso de centrifugado y se deja reposar, luego de esto se puede calcular el contenido de agua utilizando la ecuación de Karl-Fisher.

Otros métodos menos comunes se basan en propiedades eléctricas (conductividad y constante dieléctrica), la atenuación de los rayos gamma y medidores basados en microondas.

Reología: La viscosidad de una emulsión puede ser mayor que la del agua ó la del aceite, esto se cumple para un fluido no newtoniano. Las emulsiones de los campos petroleros generalmente son pseudo-plásticas (disminuyen su viscosidad con el aumento de la velocidad).

La viscosidad de la emulsión depende de varios factores como:

- Viscosidad de las fracciones de aceite y agua a gran volumen disperso
- Distribución del tamaño de la gota

- Temperatura
- Velocidad de cizallamiento
- Cantidad de sólidos presentes.

Aunque en una emulsión quien genera el mayor efecto estabilizador es la viscosidad interfacial, que reduce la tensión interfacial permitiendo que se cubra la gota con la película de aceite.

1.4. CLASIFICACIÓN DE LAS EMULSIONES.

Existen diferentes criterios para realizar la clasificación de las emulsiones, las emulsiones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Según su Naturaleza
- Según la facilidad para romperlas

A su vez, según su naturaleza se clasifican en:

- Directas o Normales (W/O): son emulsiones de agua en petróleo, donde la fase continua es el petróleo, y la fase interna es el agua.
- Inversas (O/W): son emulsiones de petróleo en agua, la fase continua es el agua, y la fase interna es el petróleo.

Según la facilidad para romperlas se clasifican en:

- Duras: son muy estables y difíciles de romper principalmente porque las gotas que se encuentran dispersas son muy pequeñas.
- Suaves: tienen menos estabilidad, por tanto son fáciles de romper.

Los criterios que hacen que las emulsiones tengan estas clasificaciones se mencionaran en la sección 1.7 (Estabilidad de las Emulsiones).

1.5. AGENTE EMULSIFICANTE.

También conocidos como surfactantes, son sustancias que poseen una polaridad mixta, siendo parcialmente solubles tanto en agua como en aceite. Tienen una parte hidrófoba que tiene una afinidad para el aceite y una parte hidrófila que tiene afinidad por el agua. Debido a esta estructura molecular, los tensoactivos tienden a concentrarse en la interfase aceite/agua donde forman películas interfaciales y promueve la dispersión y la emulsificación de las gotas.

Los surfactantes pueden ser naturales, artificiales (sintetizadas en laboratorios) o sólidos muy finos (arena, arcilla, finos de formación, entre otros). Están presentes en el crudo formando una película dura y elástica sobre la superficie de las gotas dispersas, estabilizando así la emulsión y por lo tanto, dificultando su coalescencia.

Los emulsificantes que se encuentran naturalmente en la emulsión incluyen asfaltenos, resinas y solubles en aceite ácidos orgánicos (nafténico, carboxílico) y bases. Estos compuestos rodean las gotas de agua y dan estabilidad a la emulsión.

- Asfaltenos: son moléculas poli-aromáticas complejas, definidos para ser solubles en benceno o acetato de etilo, e insolubles en bajo peso molecular, son de color marrón oscuro a negro, y no tienen un punto de fusión definido. Aparte de estabilizar la emulsión, alteran la humectabilidad de otros sólidos presentes para hacerlos agentes emulsionantes. La humectabilidad juega un papel importante pues permite la adherencia del crudo y el agua para así generar esa interfase.
- Resinas: son complejos de alto peso molecular que no son solubles en acetato de etilo, pero si son solubles en n-heptano, tienen una afinidad muy alta con los asfaltenos, por lo cual influyen en la estabilidad de la emulsión.

- Ceras: son alcanos de alto peso molecular que se presentan cuando el crudo está por debajo del punto de fluidez. Son insolubles en acetona y diclorometano a 30°C. Existen dos tipos de ceras: parafina y microcristalina. Las ceras forman emulsiones más estables con la presencia de sólidos finos, por lo cual son más propensas a bajas temperaturas.
- Sólidos: las partículas sólidas estabilizan emulsiones al formar películas rígidas en la interfaz agua/petróleo. Además estas partículas pueden ser cargadas eléctricamente dando así la posibilidad de mejorar la estabilidad de la emulsión. Generalmente estas partículas son submicrónicas.

1.6. AGENTE DESEMULSIFICANTE.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (o/w). Los dos métodos tienen como finalidad minimizar la formación de la emulsión y romperla lo más rápido posible.

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones o/w. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Su acción se asemeja a la de los jabones, normalmente basados en sistemas solventes orgánicos derivados del petróleo.

Un desemulsificante óptimo debería cumplir con los siguientes requisitos:

- Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua: ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificantes presentes en la película de la interfase.
- Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
- Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

En general los productos químicos desemulsificantes pueden clasificarse en Resinas Ácidas Catalizadas, Resinas Básicas Catalizadas, Bloque de Polímeros, Diepóxidos, Poliaminas, Agentes Humectantes.

Por experiencia de campo se conoce que un solo compuesto químico no puede proveer todas las acciones requeridas para la deshidratación del crudo, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60%) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

1.7. ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.²

Desde un punto de vista netamente termodinámico, una emulsión es un sistema inestable porque hay tendencia natural de un sistema líquido/líquido para separar y reducir su área interfacial y por tanto su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones demuestran estabilidad cinética y se pueden clasificar de acuerdo al tiempo que tardan en separarse así:

²MARFISI, Shirley. y SALAGER. Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004.

- Emulsiones sueltas: separadas en pocos minutos y el agua es separada como agua libre.
- Emulsiones medianamente apretadas: puede tomar decenas de minutos para su separación.
- Emulsiones apretadas: el tiempo necesario para separarlas puede ir desde unas cuantas horas hasta días.

La estabilidad de las emulsiones, es la facilidad o resistencia que éstas tienen al momento de romperse, depende de varios factores como:

a) Tensión Interfacial: Es la fuerza que mantiene unidas las superficies del agua y el aceite. Cuando la tensión interfacial es baja, las gotas de agua se unen fácilmente en el contacto. Cuanto más alta sea la tensión interfacial del aceite, más difícil será romper la interfase y formar la emulsión.

b) Viscosidad de la fase externa: Una viscosidad alta en la fase continua permite mantener grandes gotas en suspensión, en las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento y también disminuye la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión.

c) Relación de volumen de fases: Es la razón entre el volumen de la fase dispersa y la fase continua. Al aumentar el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área de contacto de la interfase, esto causa reducción de la distancia que separa las gotas y por tanto la probabilidad de colisión de las mismas aumenta. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión haciéndola menos estable.

d) Tamaño de la gota: Mientras menor sea el tamaño de las gotas, mayor será la estabilidad de la emulsión ya que las gotas más pequeñas tienden a quedarse suspendidas con mayor facilidad. Las emulsiones producidas en campos petroleros generalmente tienen diámetros de gotas que no exceden de 0,1 micras

(um) y pueden ser mayores de 100 micras. Las emulsiones pueden ser representadas por una función de la distribución de los tamaños de las gotas.

La distribución de este tamaño varía según varios factores (IFT, cizalladura, naturaleza y cantidad de agentes emulsionantes, la presencia de sólidos y las propiedades del aceite y del agua). La distribución del tamaño de las gotas en la emulsión determina de cierta manera la estabilidad de éstas, y debe tenerse en cuenta para los protocolos de separación. La distribución del tamaño se puede determinar por los siguientes métodos:

- Microscopia y análisis de imágenes, por ejemplo las microfotografías.
- Mediante el uso de propiedades eléctricas, tales como la conductividad y las constantes dieléctricas.
- Mediante el uso de técnicas de dispersión, tales como dispersión de la luz, dispersión de neutrones y dispersión de rayos x. Éstas técnicas cubren tamaños de gotas desde 0,4 nm hasta 100 micras.
- La separación física, incluidas técnicas cromatográficas, técnicas de sedimentación y de fraccionamiento de campo de flujo.

e) Temperatura: La temperatura afecta las propiedades físicas de aceite, agua, películas interfaciales, y solubilidades de tensoactivos en las fases de aceite y agua. Es correcto afirmar que el incremento de la temperatura causa una reducción en la viscosidad cinemática de un crudo, pero a esta afirmación hay que agregarle que este efecto es más notorio en crudos de altas viscosidades. Es por esto, que en el tratamiento de emulsiones, al aumentar la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales (asfáltenos, arcillas, etc.) y se disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión.

f) pH: Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable, siendo inestable a un pH aproximado de 10.5.

El pH del agua afecta la rigidez de las películas interfaciales, se tiene conocimiento de que las películas interfaciales formadas por asfaltenos son más fuertes en los ácidos (pH bajo) y progresivamente se vuelven más débiles cuando aumenta el pH. Las películas formadas por resinas son más fuertes en medios básicos y más débiles en medio ácidos.

El pH también influye en el tipo de emulsión formada, teniendo que valores de pH bajos generalmente producen emulsiones de agua en aceite, mientras que con valores de pH básico (>7) produce emulsiones de aceite en agua.

g) Envejecimiento de la interfase: A medida que pasa el tiempo la emulsión se envejece, evidenciando un endurecimiento en su interfase, aumentando la adsorción de los surfactantes, ocasionando que la película alrededor de la gota sea gruesa, más fuerte y más dura.

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

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

j) Diferencia de densidades: Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

1.8. RUPTURA DE LAS EMULSIONES.³

Cuando el petróleo y el agua son suficientemente agitados y están presencia de agentes emulsificantes, la emulsión será estable y no se podrá separar fácilmente. Para romper una emulsión es necesario debilitar o remover la superficie del agente emulsificante que rodea las gotas de agua. Esto se logra con la desemulsificación, separando la emulsión en sus componentes, proceso que comprende dos etapas consecutivas:

- La floculación o choque entre las gotas, donde se rompe y desplaza la película de agente emulsificante, facilitando la coalescencia.
- La coalescencia o crecimiento de las gotas dispersas hasta un tamaño que hace inestable la emulsión, con lo cual el agua se separa por efectos de la gravedad.

La separación del aceite y el agua requiere de la desestabilización de la emulsión. Este proceso se puede llevar a cabo por cualquiera o por una combinación de los siguientes métodos:

- Adición de desemulsificantes químicos.
- Aumento de temperatura a la emulsión.
- Aplicación de campos electrostáticos, los cuales promueven la coalescencia.
- Reducir la velocidad de flujo que permite la separación gravitacional de aceite, agua y gas (generalmente cuando se manejan grandes volúmenes).

³VERA, Jorge. Estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipoelectrostático en el campo TIPISHCA. Escuela Politécnica Nacional. Quito 2011.

1.8.1. Adición de Desemulsificantes Químicos.

Normalmente en el tratamiento de emulsiones es común la adición de compuestos desemulsificantes, formulados con varios productos químicos, tales como glicoles y resinas polioxialquilénicas.

Su función es romper y desplazar la película de agente emulsificante que rodea la gota de agua y aumentar su tensión superficial y la atracción molecular propiciando la coalescencia.

El sistema de inyección de desemulsificantes químicos en un campo petrolero debe ser diseñado de tal manera que se apliquen, de ser posible en el mismo punto donde se forma la emulsión, con el objetivo de que esta no envejezca y los compuestos químicos se pongan en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea para que la misma turbulencia que genera la emulsión se utilice para mezclarla con los productos químicos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede inyectar el tratamiento químico en cualquier punto del proceso, desde el fondo del pozo hasta en el tanque de almacenamiento. El tratamiento químico puede ser de tres clases en general, así:

- **Tratamiento en el pozo:** los reactivos químicos se inyectan en el fondo del pozo a través de tubos capilares con el fin de romper la emulsión en el mismo sitio donde se forman, este tratamiento se utiliza en general en pozos problemáticos (emulsiones muy estables o crudos muy pesados).
- **Tratamiento en las líneas de flujo:** el tratamiento químico se agrega después que la emulsión ha llegado al cabezal del pozo, antes o después del estrangulador, en el múltiple de producción o antes de que el fluido llegue al separador o al calentador.

- **Tratamiento por intervalos:** se agrega el tratamiento químico cuando ya está en los tanques y separadores, ya sea de forma intermitente o continua, se agita con la emulsión, a veces se calienta y luego se le da tiempo para que la emulsión coalezca.

1.8.2. Tratamiento Gravitacional.

El método por asentamiento gravitacional consiste en la desemulsificación del agua en el crudo mediante tiempo de retención y diferencia de densidades, se lleva a cabo en dos diferentes equipos: eliminadores de agua libre (FWKO) y tanques de lavado.

Los eliminadores de agua libre sirven para remover grandes cantidades de agua no emulsionada y se asienta fácilmente en un tiempo de 5 a 20 minutos.

1.8.3. Tratadores electrostáticos.

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores o tratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de la fase dispersa.

Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a estos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje.

1.8.4. Tratamiento Térmico en la Separación de Emulsiones.⁴

Existen teorías que se han desarrollado para explicar el efecto del calor en el tratamiento de las emulsiones. Una de estas teorías asume que las gotas de la fase dispersa formadas en las emulsiones están en un movimiento continuo que se aumenta por el calor, que hace chocar las gotas con más frecuencia y mayor

⁴VERA, Jorge. Estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipoelectrostático en el campo TIPISHCA. Escuela Politécnica Nacional. Quito 2011.

fuerza. En el momento en que la fuerza sea suficientemente grande, la película que cubre la gota se rompe y se produce la coalescencia.

El calentamiento reduce la viscosidad del aceite y aumenta las velocidades de sedimentación del agua. El aumento de las temperaturas también da lugar a la desestabilización de las películas rígidas debido a la reducción de la viscosidad interfacial.

Además, la frecuencia de la coalescencia de las gotitas de agua se incrementa debido a que aumenta la energía térmica de las gotas. En otras palabras, el calor acelera la ruptura de la emulsión, sin embargo, muy rara vez se resuelve solo el problema de la emulsión.

Debemos recordar que los efectos del aumento de temperatura sobre la viscosidad son mayores en crudos pesados, lo que trae por consecuencia mayor velocidad de sedimentación o asentamiento de las gotas de agua presentes en la emulsión.

El aumento de la temperatura tiene algunos efectos negativos. En primer lugar, el costo que tiene el calentar la corriente de emulsión. En segundo lugar, el calentamiento puede dar lugar a la pérdida de fracciones ligeras del petróleo crudo, la reducción de su gravedad API y el volumen de aceite tratado. Finalmente, el aumento de la temperatura conduce a un aumento de la tendencia hacia la deposición de incrustaciones y un mayor potencial de corrosión en las vasijas de tratamiento.

Para realizar el calentamiento y separación de la emulsión existen varios equipos, entre los cuales tenemos:

- Calentadores de tipo Directo.
- Calentadores de tipo Indirecto.
- Tratadores Térmicos de tipo Vertical.

- Tratadores Térmicos de tipo Horizontal.
- Tratadores Térmicos Electrostáticos

i. Calentadores de tipo Directo.

En este tipo de calentadores el calor se transfiere por contacto directo entre la corriente alimentada de fluido y la superficie interna del calentador. Aunque se pueden presentar problemas de sedimentos y corrosión, en este tipo de calentadores se pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos.

Necesitan de mayores cuidados y mantenimiento, debido al peligro que se presenta en el tubo de fuego al estar expuesto a la formación de escala en su superficie y con esto una posible ruptura y contactos con el petróleo.

Por regla general este tipo de calentadores se usan para tratar emulsiones no corrosivas de una presión relativamente baja.

ii. Calentadores de tipo Indirecto.

El proceso de transferencia de calor se lleva a cabo mediante un baño de agua caliente en el cual se encuentra sumergida la línea que transporta la emulsión, disminuyendo así el riesgo de explosión. Es posible mantener una temperatura constante durante largos periodos de tiempo y son utilizados en sitios que permitan recuperar calor.

Una de sus desventajas es en el arranque o después de estar inactivo durante un periodo de tiempo, ya que necesita grandes cantidades de calor para llegar a la temperatura deseada.

iii. Tratadores Térmicos de tipo Vertical.

Todo tratador térmico tiene 4 partes principales para su funcionamiento, la separación de gas, la coalescencia, el calentamiento y la separación de agua libre. El ingreso de la emulsión se hace por la parte superior del equipo, donde se encuentra con un deflector que produce la separación del gas, luego baja por la tubería del distribuidor hasta la base del tanque donde se separa el agua libre. El distribuidor debe estar situado por debajo del nivel de la interfase agua/petróleo para “lavar” el crudo, luego pasa por la sección de calentamiento donde se encuentran los tubos de fuego y por último se dirige hacia la sección de coalescencia, donde las gotas de la fase dispersa se pueden asentar en el fondo del tanque.

iv. Tratadores Térmicos de tipo Horizontal

El principio de un tratador térmico horizontal es similar al de uno vertical, aunque existen algunas diferencias debido a la forma. La emulsión ingresa por la parte superior del tanque, es parcialmente desgasificada debido al choque con una placa deflectora que rodea los tubos de fuego, luego es dirigida hacia el fondo del equipo, donde se lleva a cabo la separación de agua libre y sedimentos. Luego la emulsión asciende y se procede a calentar y es sometida a una nueva desgasificación, inmediatamente es pasada mediante un distribuidor de flujo hacia la sección de coalescencia.

Estos equipos requieren la instalación de controladores de nivel que operan todas las válvulas de descarga de líquidos, controladores de presión que operan la válvula de liberación del gas para mantener constante la presión de operación dentro del equipo y controladores de temperatura encargados de operar el termostato que alimenta de combustible a los quemadores.

v. Tratadores Térmicos Electrostáticos

También llamado deshidratador electrostático, está dividido en 3 secciones. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y se llama “Sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “Sección de surgencia” y ésta ocupa alrededor del 10% de su longitud, ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% y es denominada “Sección de coalescencia”.

La deshidratación electrostática consiste en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos (aplicación de campos electrostáticos)

La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Producto de esto se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas proporciona la propia molécula de agua, formada por una parte de oxígeno y dos de hidrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico como se ve en la parte (a) de la figura. El componente positivo, el hidrógeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

Para lograr la separación por diferencia de densidades, es necesario que la velocidad del fluido sea lo suficientemente baja para lograr el tiempo de retención adecuado y por lo tanto una buena separación. Esta reducción de velocidad se presenta en el punto de entrada de la emulsión al separador cuando choca con la placa deflectora del tanque.

1.9. PRUEBAS DE BOTELLA.⁵

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

Estas pruebas ayudan a determinar cuál compuesto químico puede ser más efectivo para romper la emulsión del crudo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de productos químicos necesarios para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión (agua/petróleo).

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

- Ser representativa de la emulsión a tratar.
- Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y de parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

Procedimiento

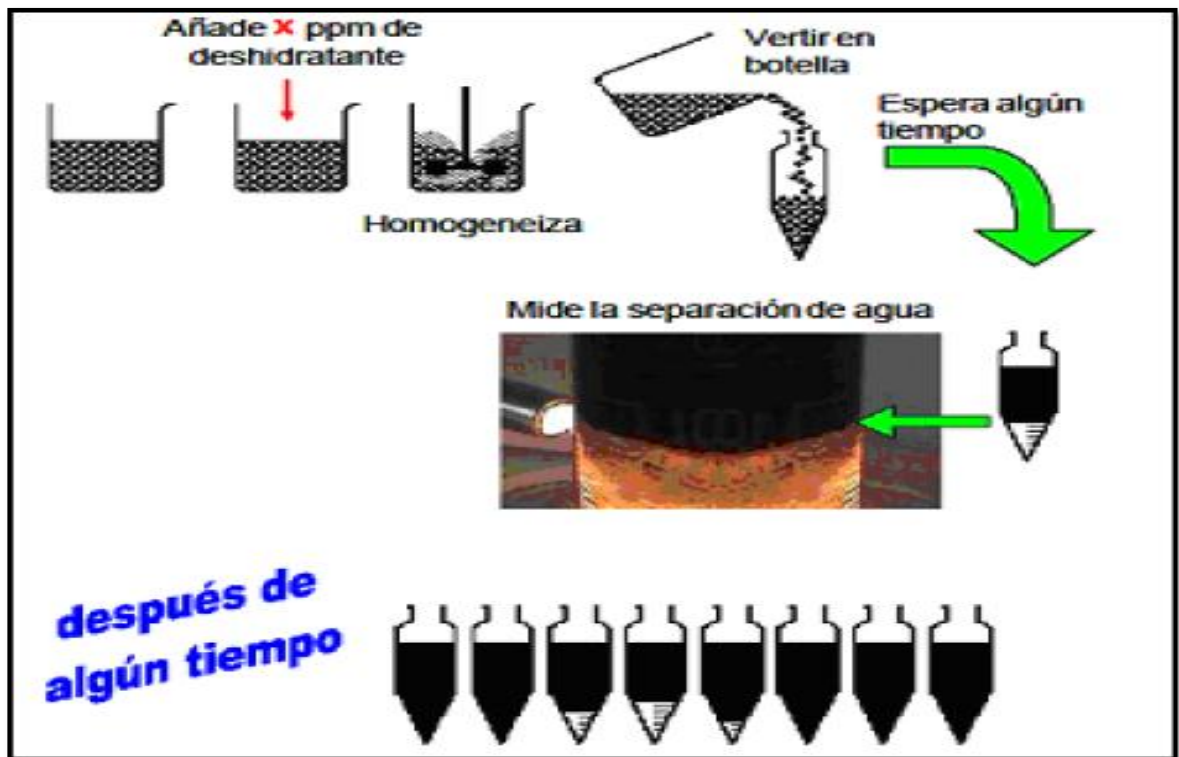
La ejecución de la prueba de botella, consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión fresca o preparada en laboratorio, luego se dosifican diferentes concentraciones del producto

⁵MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004.

deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante para tener un patrón de comparación.

Se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en una baño termostático a una temperatura deseada y cada 30 minutos se lee el volumen de agua separada y se observa el nivel de la interfase. Con esta información se construye la gráfica de porcentaje de agua removida en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar la mitad o dos tercios del volumen de agua. Con estas gráficas podemos determinar la eficiencia del deshidratante.

Figura 2: Procedimiento para realizar la prueba de botella



Fuente: MARFISI, Shirley. y SALAGER. Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004.

2. TRATAMIENTO TÉRMICO

Existen teorías que se han desarrollado para explicar el efecto del calor en el tratamiento de las emulsiones. Una de estas teorías asume que las gotas de la fase dispersa formadas en las emulsiones están en un movimiento continuo debido al fenómeno del movimiento Browniano. Dicho movimiento se aumenta por el calor, que hace chocar las gotas con más frecuencia y mayor fuerza. En el momento en que la fuerza sea suficientemente grande, la película que cubre la gota se rompe y se produce la coalescencia.

El calentamiento reduce la viscosidad del aceite y aumenta las velocidades de sedimentación del agua. El aumento de las temperaturas también da lugar a la desestabilización de las películas rígidas debido a la reducción de la viscosidad interfacial.

Además, la frecuencia de la coalescencia de las gotas de agua se incrementa debido a que aumenta la energía térmica de las gotas. En otras palabras, el calor acelera la ruptura de la emulsión, sin embargo, muy rara vez se resuelve solo el problema de la emulsión.

En teoría, cualquier emulsión podrá ser rota por la aplicación del calor a una temperatura igual al punto de ebullición del agua, cuando esa temperatura es alcanzada, los glóbulos del agua se gasifican y rompen sus películas protectoras.

Debemos recordar que los efectos del aumento de temperatura sobre la viscosidad son mayores en crudos pesados, lo que trae por consecuencia mayor velocidad de sedimentación o asentamiento de las gotas de agua presentes en la emulsión.

En ausencia de datos de laboratorio existen correlaciones que dan la gravedad específica del aceite, relacionadas con viscosidad y temperatura. Una ecuación de

estas fue desarrollada por beggs y robinson después de haber observado 460 sistemas de aceite.

$$\mu_o = 10^x - 1 \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

μ_o : viscosidad del aceite (cp)

T: temperatura del aceite en °F

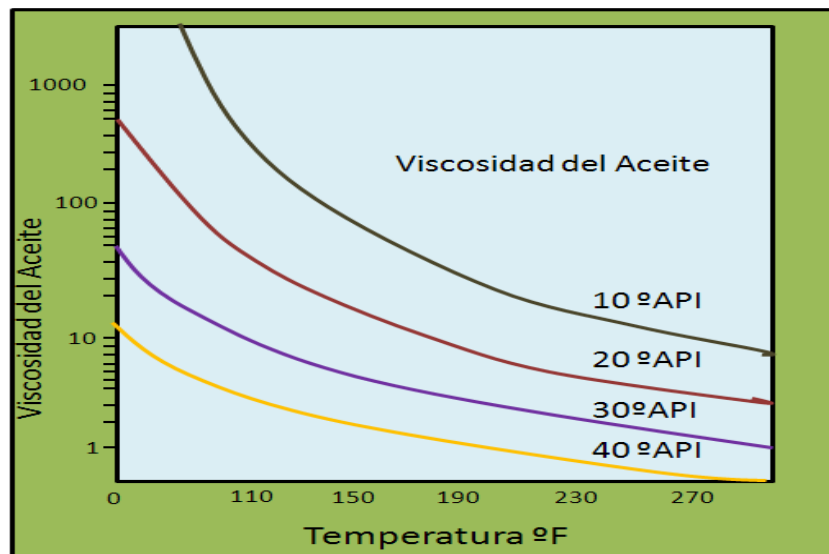
G: gravedad especifica del aceite, °API

$$X=YT^{1.163}$$

$$Y=10^Z$$

$$Z= 3.0324-0.02023G$$

Figura 3. Viscosidad del petroleo respecto a la Temperatura



Fuente: ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations.Design of Oil Harding systems and facilities.Modificada.

El aumento de la temperatura tiene algunos efectos negativos. En primer lugar, el costo que tiene el calentar la corriente de emulsión. En segundo lugar, el calentamiento puede dar lugar a la pérdida de fracciones ligeras del petróleo crudo, la reducción de su gravedad API y el volumen de aceite tratado. Finalmente, el aumento de la temperatura conduce a un aumento de la tendencia hacia la depositación de incrustaciones y un mayor potencial de corrosión en las vasijas de tratamiento.

Entre los sistemas por los cuales la emulsión es calentada, tenemos los siguientes:

- Por inyección de vapor o aire caliente comprimido.
- Calentándola en un horno u otro tipo de caldera.
- Indirectamente calentándola en un intercambiador de calor.
- Calentándola a través de una capa de agua caliente.

Para realizar el calentamiento y separación de la emulsión existen varios equipos, entre los cuales tenemos:

- Calentadores de tipo Directo.
- Calentadores de tipo Indirecto.
- Tratadores Térmicos de tipo Vertical.
- Tratadores Térmicos de tipo Horizontal.
- Tratadores Térmicos Electrostáticos.

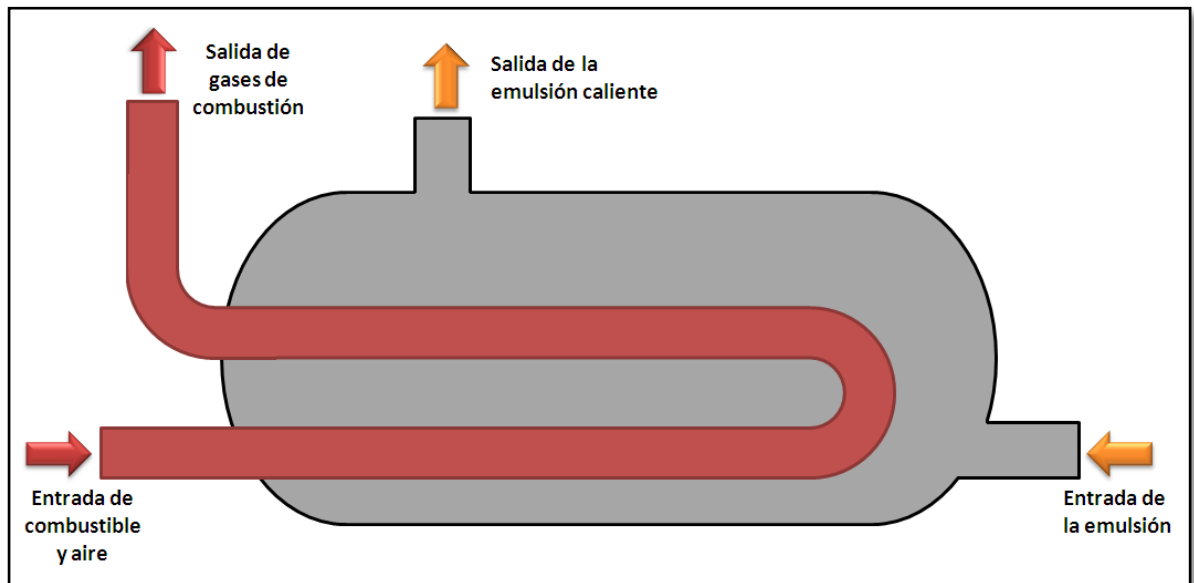
2.1. CALENTADORES DE TIPO DIRECTO

En este tipo de calentadores el calor se transfiere por contacto directo entre la corriente alimentada de fluido y la superficie interna del calentador (tubo de fuego), lo que hace necesario implementar programas de mantenimiento que garanticen buenas condiciones físicas del equipo, en especial del tubo de fuego.

Aunque se pueden presentar problemas de sedimentos y corrosión, en estos equipos se pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos.⁶

Es necesario tener mayores cuidados y mantenimiento, debido al peligro que se presenta en el tubo de fuego al estar expuesto a la formación de escamas en su superficie y con esto una posible ruptura y contactos con el petróleo.

Figura4: Calentador de Tipo directo



Fuente: MONTES Páez, Erik G. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander.

Ofrecen altos valores de eficiencia (entre 75 y 90%), así como presentan menores costos iniciales de instalación respecto a otros equipos de calentamiento.

⁶MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004.

Por regla general este tipo de calentadores se usan para tratar emulsiones no corrosivas de una presión relativamente baja.

Entre sus desventajas podemos encontrar la baja seguridad, ya que es necesario controlar constantemente la pulcritud del tubo de fuego, la presencia de elementos que se puedan incrustar en sus paredes y favorezcan la corrosión, los residuos de combustión en su interior (coke), además del nivel de fluido del recipiente, ya que si es demasiado bajo puede causar problemas en el tubo de fuego, entre otros.

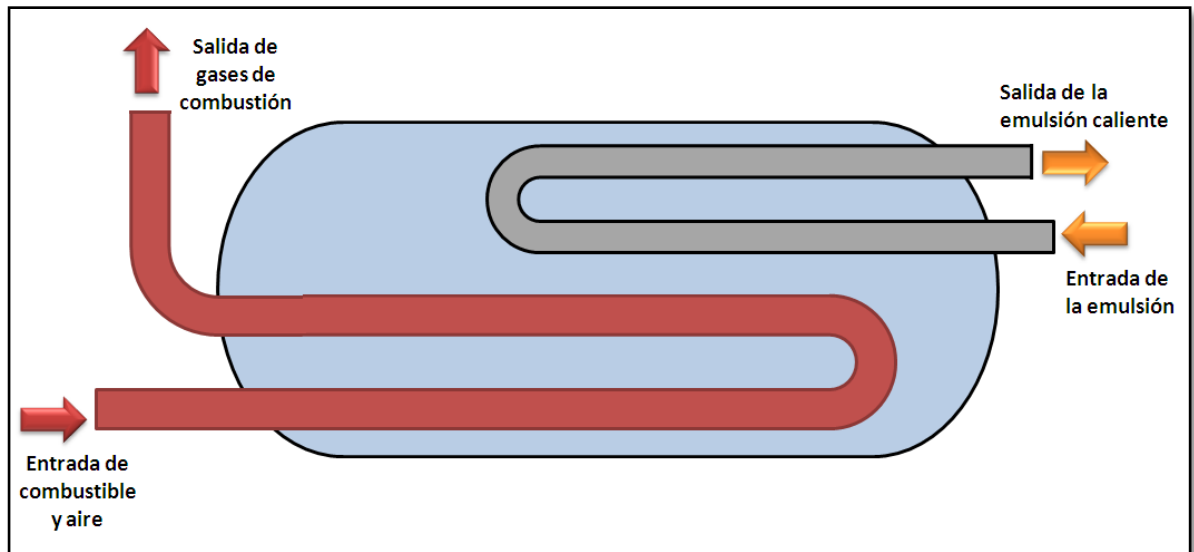
2.2. CALENTADORES DE TIPO INDIRECTO

En estas unidades el proceso de transferencia de calor se lleva a cabo mediante un baño de agua caliente en el cual se encuentra sumergida la línea que transporta la emulsión, disminuyendo así el riesgo de explosión. Este factor de seguridad conlleva a pérdidas de energía, lo cual provoca porcentajes de eficiencia más bajos de los equipos.

El agua en que se encuentran sumergidos los tubos conductores (de fuego y de la emulsión) actúa como conductor de calor. Es posible mantener una temperatura constante durante largos periodos de tiempo y son utilizados en sitios que permitan recuperar calor.

En la figura 5 se muestra el esquema típico de un calentador indirecto con su disposición física, entrada y salida de la emulsión así como los gases de la combustión.

Figura 5: Calentador de Tipo Indirecto



Fuente: MONTES Páez, Erik G. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander.

Es propio de este tipo de calentadores que tengan un frecuente seguimiento a las consecuencias del calentamiento del agua como depositación de carbonatos y otras sales, así como la precipitación de los iones disueltos.

Una de sus desventajas es en el arranque o después de estar inactivo durante un periodo de tiempo, ya que necesita grandes cantidades de calor para llegar a la temperatura deseada.

Como parte del aprovechamiento de los recursos obtenidos en un campo, se puede utilizar como fluido de calentamiento el vapor que genere una caldera, y de esta manera se evita la construcción del tubo de fuego procurando que el vapor

fluya por el interior de la carcasa del calentador, rodeando la tubería conductora de la emulsión.

2.3. TRATADORES TÉRMICOS

Son el resultado de la combinación de un **separador**(bifásico o trifásico) ya sea horizontal o vertical, con un **calentador directo** en su interior.

Los separadores son recipientes de acero que por lo general se utilizan en los procesos de producción procesamiento y tratamiento de los hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos, petróleo agua y gas. Además de componentes indeseados como la arena.

Los separadores separan mecánicamente a una presión y temperatura específica. Se clasifican de acuerdo a la cantidad de fases que pueden separar en: bifásicos (gas + (agua y crudo)), y en trifásicos (agua+ crudo+ gas). Además según su forma en horizontales, verticales y esféricos.

En un separador bifásico el fluido entra al separador, choca con el deflector de entrada el gas que se separa, asciende mientras el líquido se deposita en la parte inferior, en el cual permanece retenido un determinado tiempo donde se alcanza el equilibrio con el gas a la presión de operación (mantenida por un controlador de presión ubicado a la salida del gas). Para luego ser descargado mediante una válvula regulada por un controlador de nivel).

En los separadores trifásicos además de separar el gas del líquido, se separa el agua del petróleo, por lo que se tiene un salida y una válvula extra para la descarga del agua. Además el nivel del petróleo es controlado por una placa

vertedero. Igual que en el separador bifásico, se tienen controladores de nivel para los líquidos y un controlador de presión en la salida del gas

Los separadores verticales tiene el mismo principio que los separadores horizontales, pero con algunas ventajas como mayor capacidad de manejo de sólidos y menor espacio físico para su instalación; y desventajas como menos capacidad para manejar grandes volúmenes de gas y menor área de interfase gas-líquido lo que disminuye la capacidad de liberación de las burbujas de gas que se encuentran disueltas en el líquido.

Los separadores tienen cuatro secciones principales pero varían según el tipo de separador.

- **Sección de separación primaria:** La mezcla gas y líquido choca contra el deflector de entrada el cual cambia la dirección del flujo y permite la separación del gas enviándolo hacia la parte superior.
- **Sección de separación secundaria:** Es la sección superior donde las gotas de líquido se separan por la baja velocidad del gas y por densidades.
- **Sección extractora de niebla:** Se remueven las gotas de líquido que no se había separado del gas.

- **Sección de acumulación del líquido:** Esta sección se encuentra en la parte inferior del recipiente y su principal función es recolectar el líquido para retenerlo y así alcanzar el equilibrio con el gas antes de ser descargado del separador.

Los elementos internos de un separador son los elementos mecánicos que se encuentran dentro del separador, y que ayudan al proceso de separación. Entre elementos podemos encontrar los siguientes:

- **Deflectores o Desviadores de Flujo:** Se emplean para producir un cambio en la velocidad y dirección del flujo que favorece la primera separación de las fases.

Existen muchos tipos de desviador de flujo, pero los dos más comúnmente usados son los siguientes:

i. Tipo platina

Esta platina puede ser en forma de disco esférico, plana, de ángulo, cónica o de cualquier otro tipo que genere un cambio rápido en la velocidad y dirección de los fluidos.

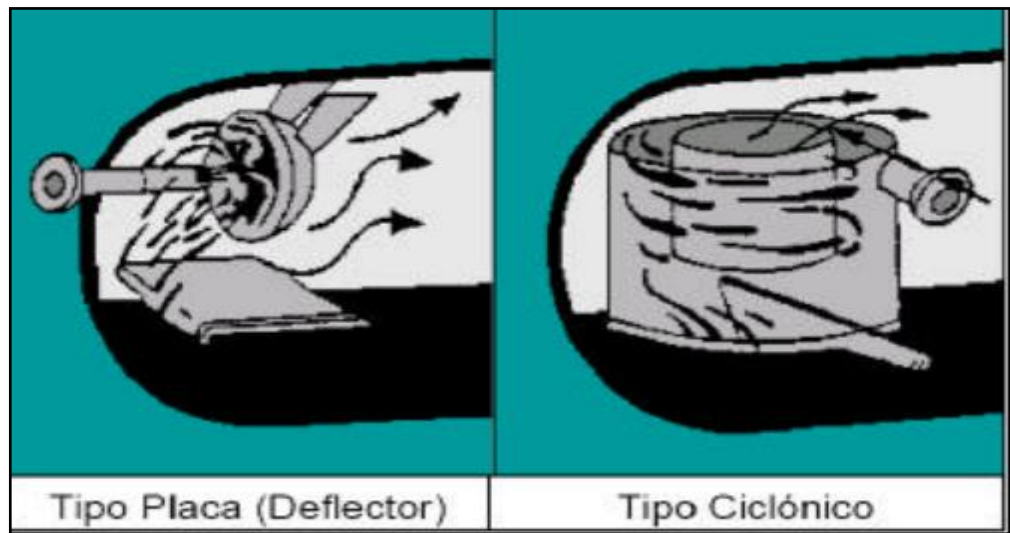
El desviador de flujo esférico o cónico es más ventajoso ya que crea menos turbulencia que las platinas planas o el tipo de ángulo, disminuyendo las posibilidades de problemas de emulsificación o de reincorporación de agua en la fase gaseosa.

ii. Tipo ciclón

Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/líquido.

El diámetro de la boquilla de entrada debe ser diseñado para crear una velocidad de entrada de aproximadamente 20 pies por segundo alrededor del disco interior cuyo diámetro no debe ser mayor de 2/3 del diámetro del recipiente.

Figura 6: Tipos de deflectores



Fuente: FREIRE Juan; HERRERA Diego. "Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de fluidos en superficie del campo VÍCTOR HUGO RUALES". Universidad Central Del Ecuador. Quito 2009.

- **Eliminadores o Extractores de niebla:** Retienen las partículas líquidas hasta que adquieren un tamaño suficiente que permite que el peso supere tanto la tensión superficial como el arrastre del gas. Los más conocidos son los siguientes:

a) Paquetes de malla

La efectividad del extractor de niebla tipo malla depende de la velocidad de la corriente de gas: si es muy alta, se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Si la velocidad es baja, las pequeñas gotas de líquido se agrupan en las platinas y coalescen con facilidad. La altura o espesor del extractor de niebla tipo malla está generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie. Una unidad tipo malla, adecuadamente diseñada logra remover el 99% de gotas de líquido con tamaño de 10 micrones y mayores. Una limitación del extractor de niebla tipo malla está en que puede llegar al taponamiento más fácilmente que otros tipos.

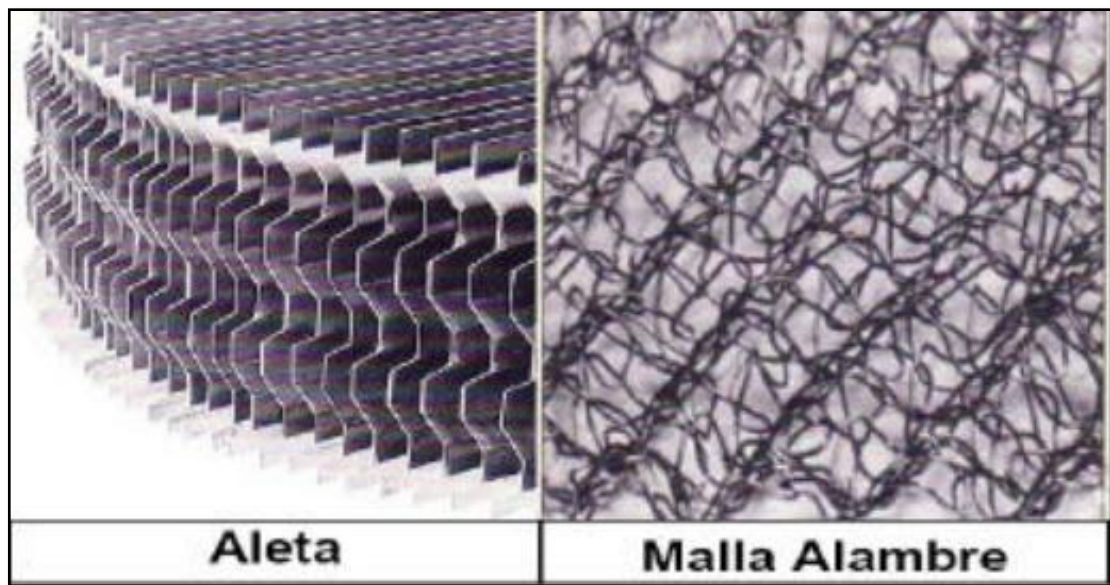
b) Paquetes de platinas en paralelo

En el extractor de niebla de platinas paralelas, el gas es forzado a través de ellas, las cuales tienen cambios direccionales para promover la coalescencia de las gotas de líquido. Estas son diseñadas para asegurar flujo laminar y una cierta caída de presión.

La efectividad del extractor de niebla tipo malla depende de la velocidad de la corriente de gas. Si es muy alta se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido en el gas, si es muy baja las pequeñas gotas se agrupan en las platinas y coalescen con facilidad. Una unidad de malla diseñada adecuadamente logra remover el 99 % de gotas de líquido con tamaño de 10 micras o más. Una limitación del extractor tipo malla es que se pueda taponar con mayor facilidad. Su altura y espesor están generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie.

En la figura 7 se observan dos de los diferentes tipos de extractores de nieblas utilizados en la industria.

Figura 7. Tipos de extractores de niebla



Fuente: FREIRE Juan; HERRERA Diego. Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de fluidos en superficie del campo VÍCTOR HUGO RUALES. Tesis de grado. Quito. Universidad Central Del Ecuador. 2009.

- **Rompe olas:** Evita la propagación de ondulaciones y cambios bruscos en el nivel de líquido para lograr un flujo laminar.
- **Placas anti espuma:** Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Muchas veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma.

Son placas paralelas longitudinales que dirigen el flujo, colocadas en la zona de retención de líquidos de los separadores horizontales. Estas placas evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar la espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido.

Los sistemas sand jet Son tuberías internas que van ubicadas en el fondo de los separadores, y mediante varias boquillas inyectan agua a presión para eliminar las impurezas que se depositan en el equipo durante su operación.

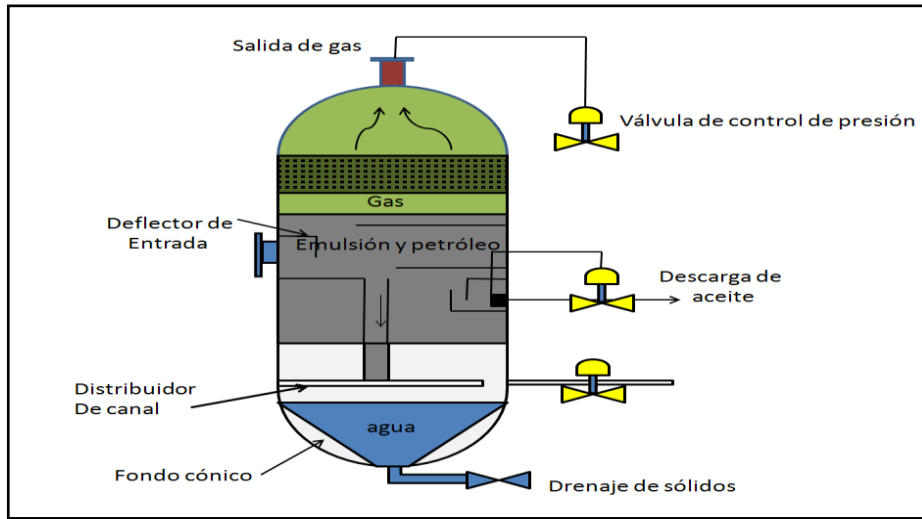
Figura 8: Placas rompeolas



Fuente:FREIRE Juan; HERRERA Diego. Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de fluidos en superficie del campo VÍCTOR HUGO RUALES. Tesis de grado. Quito. Universidad Central Del Ecuador. 2009.

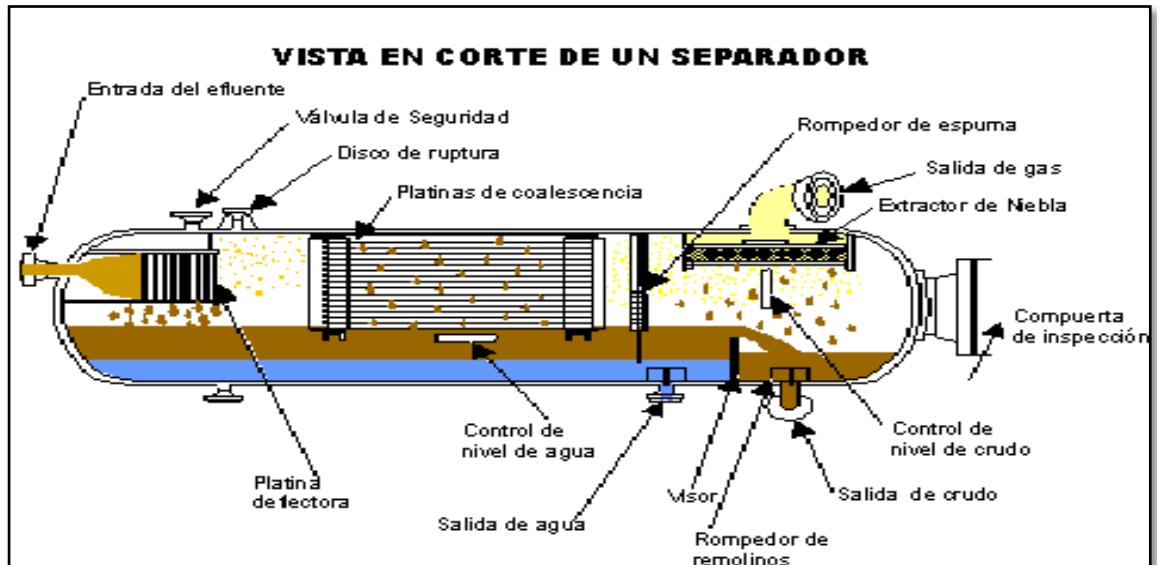
En la figura 9 y 10. Se observan los separadores trifásico vertical y horizontal respectivamente con sus principales dispositivos de control.

Figura 9. Separador Trifásico Vertical



Fuente: Autores

Figura 10. Separador Trifásico Horizontal



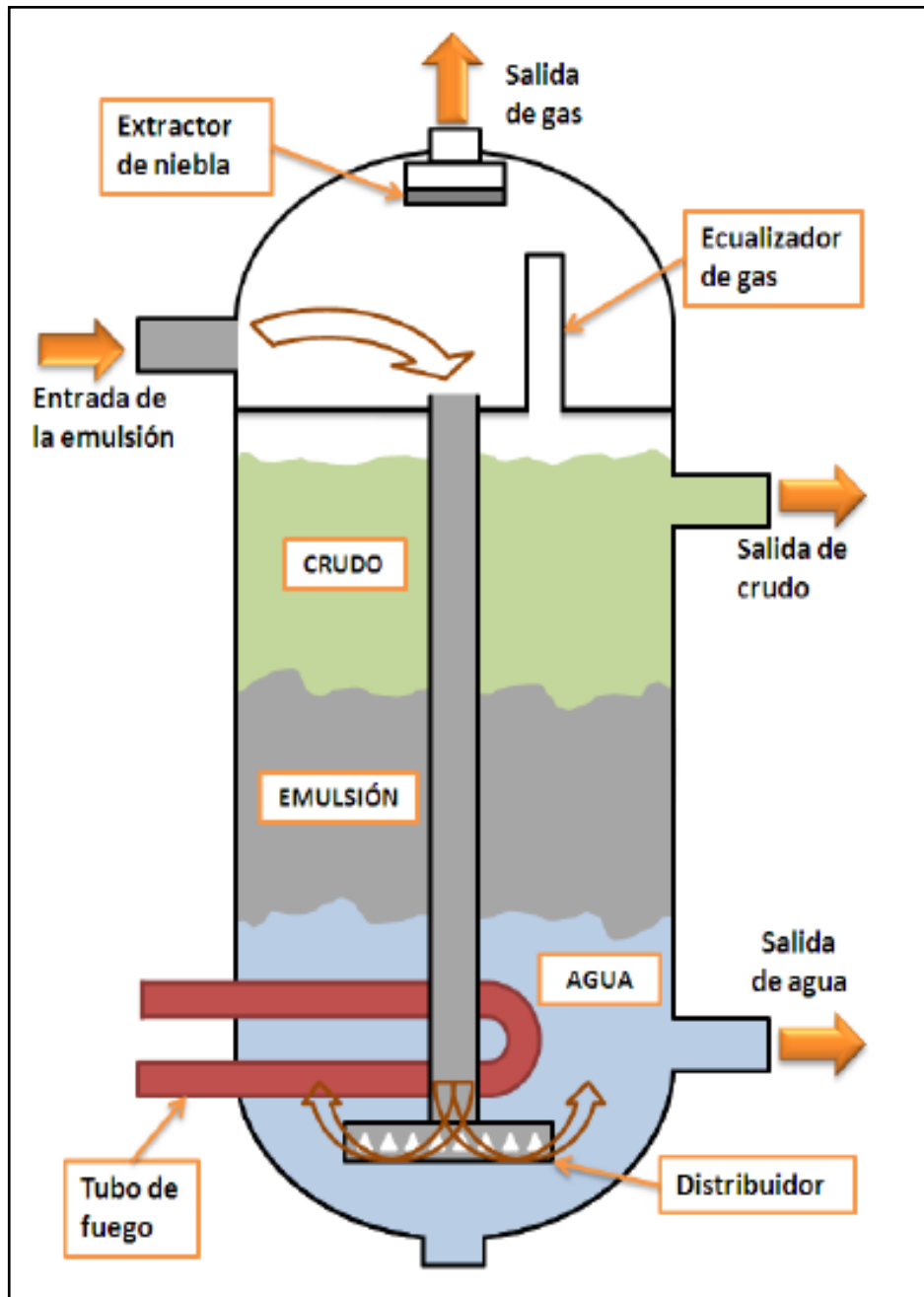
Fuente: <http://mmelgarejo.com/separadorweb1/operacion.htm>

2.3.1. TRATADORES TÉRMICOS VERTICALES

El tratador térmico vertical es el equipo más sencillo para este tipo de tratamiento. El caudal entra por la parte superior a la sección de separación primaria o de gas, en la cual se debe tener especial cuidado de que su capacidad sea la adecuada para separar todo el gas asociado con la producción de entrada. Si la producción proviene de un separador gas/líquido, seguramente la capacidad de esta acción debe ajustarse a estos requerimientos. El líquido fluye a través de un bajante hasta el distribuidor de flujo localizado en el fondo del tratador, el cual está ubicado ligeramente por debajo de la interfase aceite/agua. Si el tratador recibe la producción de un separador de agua libre seguramente esta sección será pequeña; pero si por el contrario el caudal total de líquido producido a ser tratado es grande, esta sección deberá diseñarse con la capacidad o tiempo de residencia suficiente para alcanzar la recolección y asentamiento de todo el agua, tanto el agua libre, como la separada de la emulsión.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego, donde se recibe el calentamiento requerido para romper la emulsión. El caudal sigue ascendiendo y pasa por la sección de coalescencia, donde el agua proveniente de la emulsión coalesce y se precipita al fondo del recipiente. El aceite continúa su ascenso y llega hasta la cámara de aceite y luego se descarga a través de la válvula que mantiene el nivel de aceite constante. En este momento y sitio, el aceite debe reunir los requerimientos de crudo limpio para ser enviado a su exportación en lo que se refiere al crudo limpio para ser enviado a su exportación en lo que se refiere al crudo que se extrae de Guatemala, a través del correspondiente oleoducto, en lo referente al contenido de agua.

Figura11: Tratador Térmico Vertical



Fuente: MONTES Páez, Erik G. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander.

2.3.2. TRATADORES TÉRMICOS HORIZONTALES

El principio de un tratador térmico horizontal es parecido al de uno vertical, aunque existen algunas diferencias debido a la forma. El tratador térmico horizontal es el elemento más ampliamente utilizado para tratamiento de crudo, especialmente para caudales altos.

El caudal de producción entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que puede traer al chocar con la placa deflectora. El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua/aceite, donde el aceite es lavado y separado del agua libre.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego donde recibe la transferencia de calor, para luego caer en la cámara de reposo. Seguidamente fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual es completamente empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente. Es aquí donde el caudal de aceite debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BS&W.

El aceite tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de aceite.

Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de aceite. La interfase agua/aceite, tanto de la sección de calentamiento como de la de coalescencia se controlan mediante un control de nivel tipo interfase y su correspondiente válvula de descarga de agua (válvula de control de nivel).

Un control de nivel convencional, junto con la válvula de descarga de aceite mantiene regulado el nivel de aceite en la cámara de reposo y el flujo de salida para mantener condiciones de empaquetamiento.

Es vital que la sección de entrada o primera sección del recipiente sea diseñada para manejar un adecuado asentamiento del agua libre, así como también para el calentamiento de la emulsión. La longitud de la sección de calentamiento se calcula en función de la longitud del tubo de fuego.

En el diseño de la sección de coalescencia debe considerarse un tiempo de residencia adecuado para lograr la coalescencia de las pequeñas gotas de agua presentes y luego permitir su correspondiente asentamiento.

Ecuación tiempo de retención para tratadores térmicos horizontales.

$$(DI)^2 * L_f = \left(\frac{T_r Q_o}{1.05} \right) \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde:

T_r : tiempo de retención

Q_o : flujo de aceite, (BPD)

h: altura de la seccion de coalescencia, (pulgadas).

Ecuación tiempo de retención para tratadores térmicos verticales

$$(DI)^2 * h = \left(\frac{T_r Q_o}{0.12} \right) \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde:

T_r : tiempo de retencion

Q_o : flujo de aceite, (BPD)

h: altura de la seccion de coalescencia, (pulgadas)

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

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

$$q = 15Q_o \Delta T (0.5SG_o + 0.1) \quad \text{Ec. 2.15}$$

q: calor que entra, (BTU/hora)

Q_o : tasa de flujo de aceite, (BPD)

ΔT : incremento en temperatura, ($^{\circ}F$)

SG_o : gravedad especifica del aceite

Quemador. El espesor de la pared del quemador debe ser establecido acorde a los requerimientos y las especificaciones del código ASME, que no están solo limitadas a la presión externa de la vasija, sino también referidas al sistema de fuego y no deben ser menor de 3/16" para tratadores verticales y no menor de 1/4" para tratadores horizontales. Generalmente se adiciona una capa de anticorrosivo al quemador.

Estos equipos también requieren la instalación de controladores de presión que operen la válvula de liberación del gas y así mantener constante la presión de operación del equipo, y sensores de temperatura, los cuales se encargan de operar el termostato que alimenta combustible a los quemadores.

Los tratadores están disponibles en diferentes rangos de tamaño y presión como se ilustra en las tablas 1 y 2 ya sean horizontales o verticales (respectivamente), acorde a las especificaciones API.

Otros tamaños y rangos de presión pueden ser acordados por el fabricante y el comprador, la máxima temperatura del diseño está limitada por varios factores tanto operacionales como propios de su construcción, entre estos están: el tipo, los materiales de los flanches y las arandelas.

Tabla 1: Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales

Diámetro exterior(ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 ó 15	50
4	10,12,20 ó 27 1/2	50
6	12,20 ó 27 ½	50
8	20 ó 27 ½	40
10	20 ó 27 ½	40

Fuente: API SPECIFICATION 12L, SPECIFICATION FOR VERTICAL AND HORIZONTAL TREATERS, FOURTH EDITION.NOVEMBER 1, 1994. Modificado.

Tabla 2: Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores horizontales

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

Fuente:API SPECIFICATION 12L, SPECIFICATION FOR VERTICAL AND HORIZONTAL TREATERS, FOURTH EDITION.NOVEMBER 1, 1994. Modificado.

Procedimiento de diseño

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

Las ecuaciones presentadas previamente dan herramientas para llegar a su elaboración. Sin embargo algunas suposiciones fundamentales e ingenieriles pueden ser utilizadas.

El procedimiento general es el siguiente:

Determinar la viscosidad del aceite a la temperatura de tratamiento, utilizando la figura 3.

Determinar el diámetro de las gotas de agua que van a ser removidas del crudo, de la figura 12

Determine la geometría que satisfaga el criterio de asentamiento del tratador ya sea para vertical u horizontal.

Chequear la geometría para ver si es suficiente para el tiempo de retención calculado.

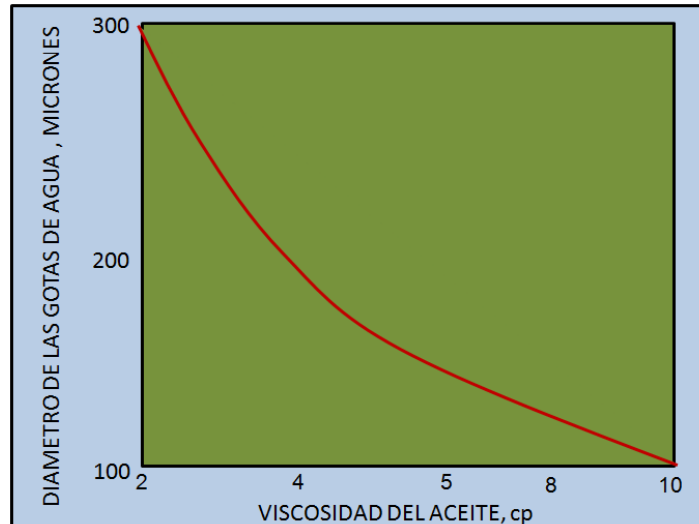
Repetir el procedimiento suponiendo diferentes temperaturas de tratamiento.

Este procedimiento da al ingeniero la posibilidad de escoger los mejores parámetros de diseño en los tratadores térmicos cuando no se tiene datos de laboratorio.

Este procedimiento junto con el de separadores (mencionado anteriormente) nos permitirá desarrollar nuestro mejor diseño.

Tamaño de las gotas de agua en la emulsión.

Figura 12: Tamaño de las gotas de emulsión vs. Viscosidad del aceite



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

2.3.3. TRATADORES TÉRMICOS ELECTROSTÁTICOS

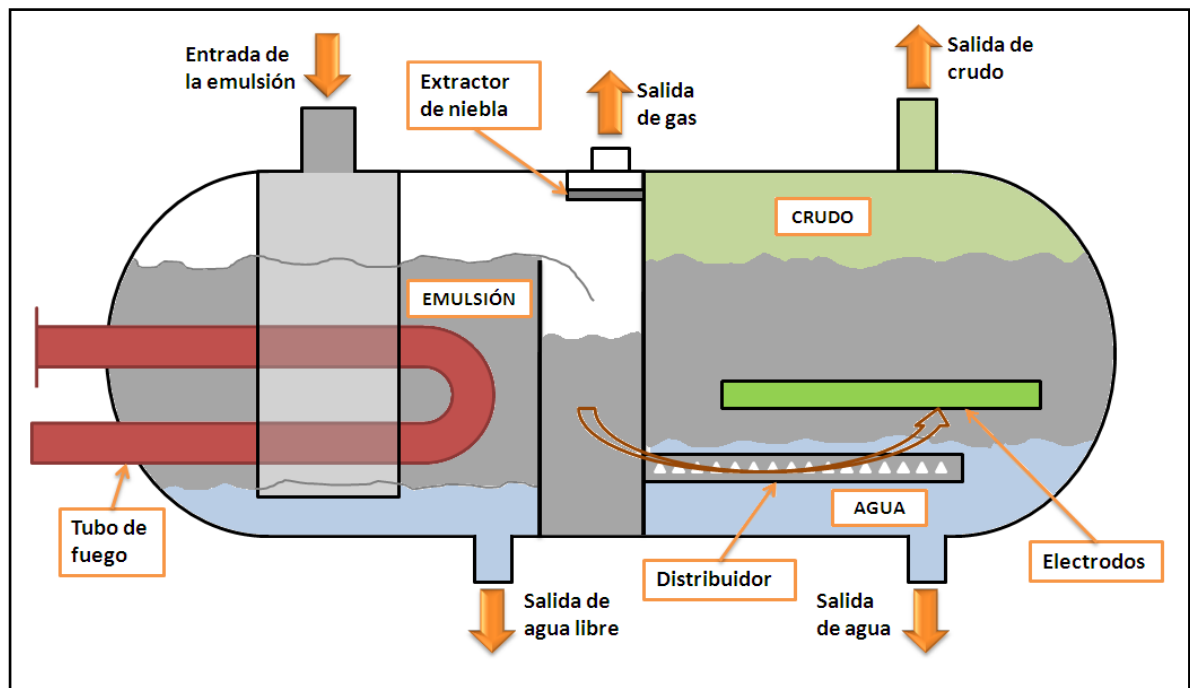
Algunos tratadores térmicos horizontales tienen un complemento especial, se les ha incluido una rejilla electrostática en la zona de coalescencia con el objetivo de favorecer este proceso.

Este equipo también llamado tratador térmico electrostático y en algunos casos simplemente deshidratador electrostático, está dividido en tres secciones. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “sección de surgencia” y esta ocupa alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la

sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “sección de coalescencia” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-petróleo. En la figura 14 se muestra un deshidratador térmico electrostático.

La deshidratación electrostática consiste en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos.

Figura13: Tratador Térmico Electrostático



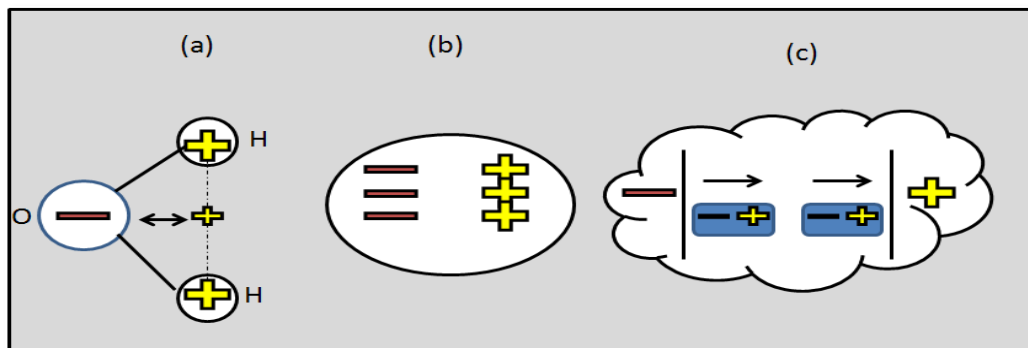
Fuente: MONTES Páez, Erik G. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander.

La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

El propósito de esta unidad es permitir la separación del gas, la remoción del agua y la coalescencia de las partículas de agua existentes en el crudo para obtener un producto dentro de las especificaciones para la cual la unidad ha sido recomendada. Para lograr la máxima eficiencia de la unidad, es necesario que los volúmenes totales sean mantenidos dentro de las capacidades nominales para las condiciones especificadas y que sea operada de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

La base para la unión o coalescencia electrostática de las gotas la proporciona la propia molécula de agua; formada por una parte de oxígeno y dos de nitrógeno que al unirse configuran un campo eléctrico (figura 14). El componente positivo, el hidrogeno, está en un extremo y el componente negativo, el oxígeno, está en el otro. Esto es un dipolo y responde a la aplicación de un campo eléctrico.

Figura 14: Composición y Polaridad de una Molécula de Agua.



Fuente: MARFISI, Shirley y SALAGER, Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004. Modificado

Una partícula de líquido en suspensión en otro, se supone esférica siempre que no actúen sobre ella fuerzas externas. Bajo la influencia de un campo eléctrico una gota de agua se deforma elipsoidalmente, como se muestra en la parte b de la figura anterior. Con el alargamiento de la gota, la película que la rodea puede romperse, facilitando la coalescencia de las gotas adyacentes.

De mayor importancia es el desplazamiento de las gotas bajo el efecto eléctrico. Las gotas adyacentes se alinean con las líneas de fuerza del campo eléctrico y con el voltaje de la corriente aplicada. En la parte c de la figura anterior se muestra un alineamiento de las gotas.

Cuando se obtiene dos partículas adyacentes, se presenta una fuerza de atracción mutua que debe ser de magnitud suficiente para que al chocar se rompan las películas que rodean las gotas, permitiendo así la coalescencia. Esta fuerza se define como:

$$f = \frac{K * E^2 * D^6}{S^4} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Dónde:

F= fuerza de atracción entre las gotas.

K=constante dieléctrica.

E=gradiente eléctrico.

D= diámetro de la partícula.

S= distancia entre las partículas (centro a centro).

Para aumentar la fuerza de atracción entre las partículas adyacentes es necesario:

- Aumentar el voltaje aplicado (controlado).
- Aumentar el diámetro de las partículas.
- Disminuir la distancia entre las partículas.

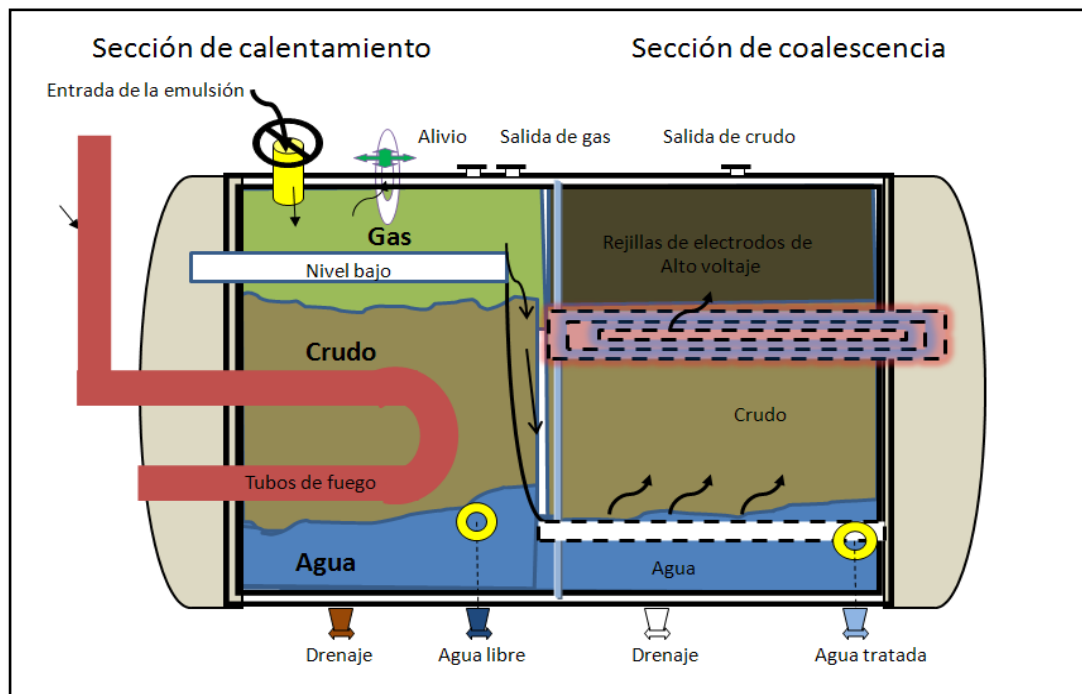
En un campo eléctrico de corriente continua, la polaridad permanece constante, permitiendo que las gotas de agua sean atraídas hacia el electrodo más cercano.

Cuando la gota hace contacto con el electrodo esta se carga positiva o negativamente dependiendo de la carga que tenga este electrodo y a la vez produciendo que la gota sea repelida y se desplace hacia el otro electrodo. Este movimiento continuo de una gran cantidad de gotas, y además la atracción entre las gotas de carga opuesta, da un lugar a un rápido incremento en la coalescencia. La velocidad con la que se moverá la gota depende también de la viscosidad de la fase continua. Con este tipo de corriente se logra obtener una gran eficiencia, mayor que con corriente alterna; pero no puede manejar grandes cantidades de agua de entrada o crudos de muy bajo grado API. Los equipos con esta configuración son menos costosos y de menor tamaño.

En el caso de corriente alterna, la polaridad cambia continuamente dependiendo de la frecuencia de la misma. En este tipo de cambio eléctrico, las gotas de agua vibran cambiando su forma (figura), debido al cambio continuo de polaridad. Este proceso se repite constantemente ocasionando que se rompa la película de agente emulsificante que rodea la gota y por lo tanto se dé la coalescencia. Las gotas cargadas tenderán a oscilar en una posición media entre los electrodos.

Este tipo de corriente provee: un excelente rompimiento de la emulsión, permite manejar grandes cantidades de agua de entrada, y una excelente operación con crudos de bajo grado API.

Figura 15: Tratador Térmico Electroestático



Fuente: Repsol. Modificado

2.3.3.1. Funcionamiento

El caudal de producción, proveniente del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente donde se libera el gas que eventualmente puede traer.

El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lámina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase agua/petróleo, donde el petróleo es lavado y el agua libre es separada.

El petróleo y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego correspondiente al área de transferencia de calor, para luego caer en la sección de surgencia. El petróleo y la emulsión calientes fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual se halla empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente. En este momento, el caudal de petróleo debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BS&W, del orden de 0.5%.

El petróleo tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente a través de un dispositivo recolector, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de petróleo. Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de petróleo. En la sección de coalescencia están instalados dos electrodos paralelos, dentro de los cuales se origina el campo eléctrico de alto voltaje y a través del cual se hace pasar la emulsión que está siendo tratada. El voltaje aplicado varía desde los 10.000 a 35.000 voltios.

El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua por debajo de 0.5% y salinidades por debajo de 20 PTB; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BS&W y contenido salino.

Requerimientos para el uso del Deshidratador Electrostático

Un deshidratador electrostático debe ser usado cuando se tengan las siguientes condiciones:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando se deban tratar grandes volúmenes de crudo en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Ventajas

- Se ven menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad, agua o agentes emulsificantes) comparados con los sistemas de tanques de lavado.
- Ofrecen mayor flexibilidad.
- El tiempo de residencia asociado es relativamente corto.
- Tienen menores dimensiones (recipientes de menor tamaño).
- Se obtiene un mejor calidad del agua separada
- Mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.
- Se requiere menos reactivos químicos, lo que representa un ahorro aproximado de 25 a 75%.
- Puede remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Se mantiene el volumen y gravedad API del aceite tratado.
- Prácticamente no requiere mantenimiento.
- Se incrementa la capacidad de manejo de crudo.
- Se evitan daños por corrosión en las tuberías.
- Se evitan emulsiones “Fuertes” por tiempo de contacto agua-aceite en flujos turbulentos disminuyendo los costos de tratamiento.
- El agua separada puede aprovecharse para otros procesos.

Desventajas

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y se presente un corto circuito en el equipo y se produzcan daños al sistema eléctrico.
- Gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y mantenimiento.
- Alta fluctuación de voltaje.
- Si el voltaje sobrepasa el valor del voltaje crítico para la partícula, esta puede desintegrarse.

2.3.3.2. Características del diseño

La unidad de procesamiento electrostático de crudo es un equipo horizontal que emplea un patrón de flujo vertical. Las funciones básicas desde la entrada hasta la salida del crudo son las siguientes:

- a) Desgasificación a la entrada
- b) Sistema de remoción de agua libre, junto a la válvula de descarga

- c) Control hidráulico de los fluidos de entrada para lograr un flujo uniforme a través del tubo de fuego.
- d) Calentador del crudo tipo inmersión (tubo de fuego).
- e) Desgasificación del crudo caliente y eliminación de la espuma.
- f) Cámara de control con su correspondiente flotador.
- g) Sistema de distribución de aceite controlado hidráulicamente con distribuidor y orificios desgasificadores.
- h) Área de coalescencia con electrodos de plena capacidad.
- i) Zona de aquietamiento.
- j) Descarga controlada de crudo, agua y gas.

La unidad de procesamiento de crudo está prevista de dos tubos de fuego en forma de “U”. El diseño en “U” permite la inversión del tubo sin causar alteraciones.

Los tubos de fuego están localizados en la sección de entrada del tratador. Estos tubos están diseñados para calentamiento tipo inmersión en el crudo, pero también puede usarse inmersión en agua.

El movimiento de los fluidos a través del tratador es controlado por un sistema de presiones diferenciales combinado con el uso de presiones estáticas.

La sección desgasificadora de entrada, usa una presión estática más alta para mover el fluido hacia la sección de calentamiento. La sección de calentamiento del tratador sostiene un nivel de fluido constante por medio de un vertedero.

El fluido calentado se transfiere desde la sección de calentamiento por encima del vertedero hacia la cámara de control diferencial, la cual contiene un flotador de control de nivel. El flotador está conectado mediante señal neumática a la válvula de descarga de crudo. La presión de gas en las secciones de entrada y de calentamiento del tanque, es usada para “mover” el fluido desde la cámara diferencial hacia la sección de coalescencia del tratador. A medida que el nivel del fluido sube en la cámara de control diferencial, el flotador sube y abre la válvula de descarga de crudo.

La presión diferencial entre las áreas de calentamiento y coalescencia del tratador empuja el fluido hacia la sección de coalescencia. El fluido que entra a la sección de coalescencia desplaza el crudo limpio fuera de la parte superior de ésta sección hacia la válvula de descarga.

La unidad de procesamiento electrostático emplea alto voltaje positivo (+) y negativo (-), en electrodos opuestos para efectuar la coalescencia de las gotas de agua en la fase final del proceso. Los electrodos están localizados en la sección de coalescencia y están suspendidos de la parte superior del tanque con aisladores para aislar eléctricamente los electrodos de las partes metálicas conductivas del tanque.

Un transformador de alto voltaje, aislado en aceite y montado externamente le suministra energía a los electrodos. El transformador es de diseño especial y está equipado con un reactor que provee un 100 % de utilización de la potencia. El transformador se suministra como equipo de norma y tiene las siguientes características: Una fase, 60 hz, 480 V primarios y 15 kva. El lado secundario de

alta tensión del transformador, se conecta a los electrodos a través de dos pasan muros de alta tensión especialmente diseñados y que aíslan las conexiones de alta tensión de la parte metálica circundante.

Acción del campo eléctrico

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas esta dad por la ley de Coulomb:

$$f = \frac{q_1 - q_2}{4\pi\epsilon_0 X^2} \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde q es la carga de la gota, x es ladistancia entre los centros de las gotas y ϵ_0 es la permisibilidad de la fase continua. La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico.

Para una gota cargada por contacto directo de un electrodo, la fuerza resultante se reescribe:

$$F = \left[\frac{\pi^2}{6}\right] 4\pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon E^2 \quad \text{Ec. 2.22}$$

Siendo ϵ_{oil} la constante dieléctrica del crudo y E el campo eléctrico.

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

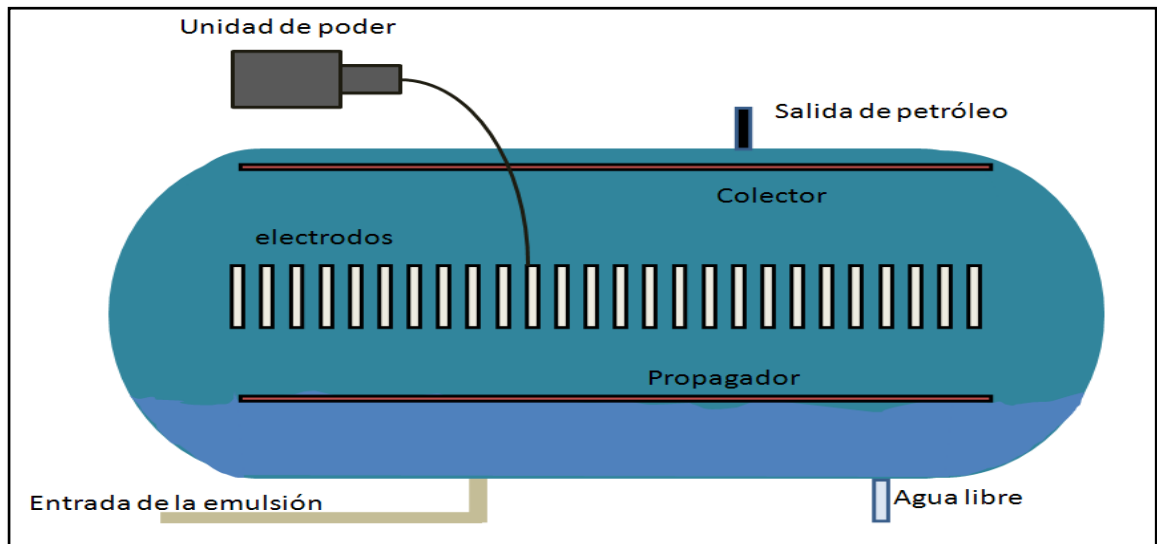
$$F = \pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon E^2 \frac{d^6}{x^4} \quad \text{Ec.2.23}$$

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

En el caso de corriente continua (A.C), una gota cargada tendera a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como: ionización, adsorción preferencial de iones a la interfase (doble capa eléctrica) o transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica (Burris 1977).

Un proceso electrostático agresivo utiliza una combinación de campos AC/DC, este deshidratador generalmente consiste de una serie de electrodos verticales paralelos, posicionados diametralmente y transversales sobre el tanque centrado.

Figura 16: Tratador Electrostático



Fuente: Autores.

Tratador Electrostático Dual

Los deshidratadores electrostáticos cuentan con tres tipos fundamentales de campos electrostáticos para favorecer la coalescencia de las gotas de agua, conocidos como campos de corriente directa (DC), campo de corriente alterna (AC) y campo combinado AC/DC. Campos DC son muy eficientes pero promueven la corrosión electrolítica. Por lo tanto no son usados en aplicaciones de desalinización de crudo, aunque si son usados para deshidratación del crudo a baja conductividad. Por otro lado, los campos AC son usados por todos los fabricantes debido a las tolerancias de altos cortes de agua y naturaleza no electrolítica y finalmente la combinación de campos AC / DC

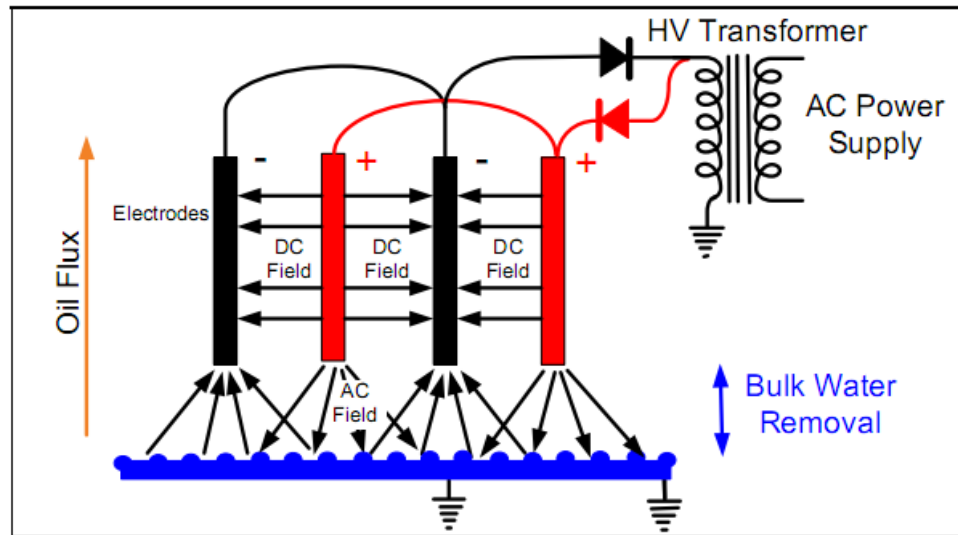
La tecnología electrostática AC/DC ha demostrado mayores y mejores eficiencias en deshidrataciones y desalado hasta en los crudos más difíciles de separar. Este deshidratador generalmente utiliza una serie de electrodos verticales paralelos, posicionados diametralmente y transversales sobre el tanque.

Estos deshidratadores utilizan de uno a tres transformadores que contiene un par de diodos invertidos para establecer un campo DC entre los electrodos adyacentes. Un campo AC es establecido entre el fondo de los electrodos y la interfase petróleo/agua. Promoviendo la coalescencia sobre la interfase como se observa en la figura.

La tensión típica es de 25 Kv para no modulada y hasta 60 Kv para modulada

a continuación se observa en la figura 16 I a configuración típica de un deshidratador AC/DC.

Figura 17: Configuración Típica de un Deshidratador AC/DC



Fuente: Erik Sellman, SPE, Gary W. Sams and S. Pavan Kumar B. Mandewalkar, SPE, Cameron Process Systems. Benefits of Using Advanced Electrostatic Fields in Crude Oil Dehydrators and Desalters

TECNOLOGIA ELECTROSTATICA DUAL FRECUENCIA⁷

La mejora más significativa se obtuvo reemplazando la tecnología de polaridad dual por la denominada frecuencia dual. Esta tecnología utiliza altos campos de voltaje electrostático generados por un transformador empaquetado el cual se puede manipular mediante un controlador optimizado para cualquier tipo de crudo.

El tratamiento de los aceites con alta conductividad y la tensión interfacial baja requiere un enfoque doble para controlar el deterioro del campo electrostático y la tensión interfacial. En un sistema de tratamiento AC / DC, un conjunto de placas

⁷ John Armstrong, NATCO UK limited and Gary W. Sams NATCO. Oil Dehydration Improved by Dual Frequency Electrostatic Process. IPTC 11285

de carga experimenta decaimiento mientras que el conjunto alternativo de placas se está cargando. En el aceite de alta conductividad esta descomposición puede resultar en la pérdida del campo de corriente continua . Para contrarrestar esto es el tiempo entre la carga debe ser reducida. Esto se logra mediante el aumento de la frecuencia de la fuente de alimentación.

El transformador empaquetado contiene tres componentes que son encerradas en un solo recinto lleno de aceite.

Para superar el desbalance de carga que se encuentra normalmente con transformadores de una sola fase, se ha diseñado para operar con tres fases ha 480 voltios (50/60 Hz).

El primer componente corresponde a un puente trifásico conectado a las tres fases del transformador, el cual esta formado con transistores IGBT (transistores bipolares de puerta aislada), que se encarga de producir una amplitud de voltaje variable y frecuencia variable.

El segundo componente es un transformador elevador de tensión que intensifica la tensión de entrada a un nivel necesario para favorecer la efectiva coalescencia.

El componente final es de los rectificadores para producir las tensiones necesarias positivas y negativos para los electrodos.

Un controlador de proceso permite modificar la forma de onda de voltaje para ajustarse a las condiciones del operador para lograr el proceso más eficiente. Es decir, el microprocesador permitirá ajustar la variable de salida de tensión y frecuencias deseadas, ciclos, repeticiones, formas de onda así como otras posibles configuraciones secundarias.

- Tensión mínima (tensión umbral) - se utiliza para maximizar el diámetro de gota de agua.

- Tensión máxima (tensión <Crítico) - se utiliza para energizar las gotitas más pequeñas de agua.
- Frecuencia - evita que la tensión aplicada a los electrodos positivos y negativos disminuya, maximizando así la energía electrostática aplicada a el agua dispersa para promover el crecimiento rápido de gotitas y maximizar el tamaño de la gota de agua.
- Forma de onda - puede ser cualquier onda cíclica concebible que se puede representar matemáticamente. el controlador se ha configurado con la siguiente formas de onda: logarítmica, exponencial, sinusoidal, diente de sierra circular, trapezoidal, circular e inversa.

La forma de onda exponencial se representa en la figura 4. Además, el controlador permite que estas formas de onda puedan ser sesgadas para modificar la relación de rampa arriba y rampa abajo.

La relación de estos parámetros de forma de onda dependen de los requisitos del proceso. Por ejemplo, cuando se procesan aceites altamente conductores ($> 80 \text{ Ns / m}$), la principal frecuencia se puede aumentar para aumentar la energía suministrada a el proceso de deshidratación. Utilizando una frecuencia media el transformador supera la tensión asociada con decaimiento convencional de transformadores en redes de 50/60 Hz. En aceites con altos contenidos de agua la impedancia efectiva puede ser muy baja, lo que resulta en un rápido decaimiento de voltaje de los electrodos de proceso. Esto reduce la eficiencia del proceso de deshidratación, permitiendo que el voltaje caiga por debajo del nivel del umbral requerido para una efectiva deshidratación. Operando con una mayor frecuencia reduce esta disminución de voltaje y eficazmente sostiene la tensión aplicada por encima del umbral requerido.

También, los productos químicos, temperatura, sales, y los voltajes aplicados se combinan para reducir la tensión interfacial entre gotas dispersas de agua y el petróleo crudo. Esta baja tensión interfacial ($<10 \text{ dinas / cm}$) reduce la frecuencia

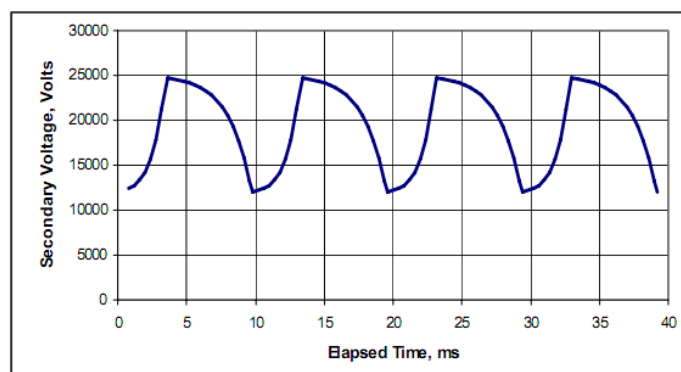
natural de las gotitas de agua arrastradas. Mediante la reducción de la frecuencia de la forma de onda, la coalescencia de las gotitas puede ser mejorada con respecto a la aplicación de potencia de 50/60 Hz.

El funcionamiento con la frecuencia de la forma de onda por debajo de la frecuencia natural de las gotas arrastradas, impide la destrucción de las gotas de agua grandes, requeridas para una eficaz deshidratación.

Por último, la forma de la forma de onda de voltaje se puede seleccionar para lograr los mejores resultados de deshidratación. El mínimo y el máximo de los niveles de voltaje de la forma de onda que se establecen influyen para aumentar el porcentaje de agua en suspensión el que se ve afectado por la tensión electrostática. Tensiones máximas logran las gotitas más pequeñas de agua con energía suficiente para desarrollar una carga superficial y promover la coalescencia. La reducción de la tensión a un nivel mínimo, maximiza el crecimiento de las gotitas y promueve una velocidad de sedimentación rápida.

La figura 18 representa una envolvente típica de la tensión positiva secundaria usando una forma de onda exponencial.

Figura 18: Forma de onda de un voltaje exponencial típico

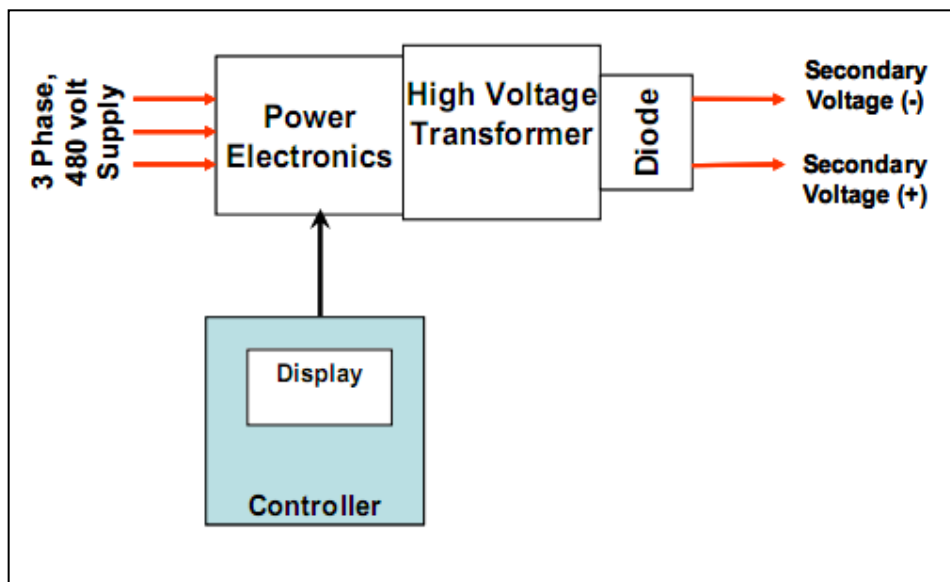


Fuente: John Armstrong, NATCO UK limited and Gary W. Samz NATCO. Oil Dehydration Improved by Dual Frequency Electrostatic Process. IPTC 11285

El tiempo de alcanzar el máximo es más rápido que el tiempo de descenso. Al cambiar esta proporción puede aumentar / disminuir la tensión, con lo cual se logra mejorar el crecimiento de las gotitas más. Optimizando estos parámetros de la onda, se puede evitar la ruptura de gotita y mejorar la coalescencia de las gotas.

La figura 19 muestra esquemáticamente la disposición de los componentes del modelo electrostático de transformador controlado: controlador de microprocesador, la electrónica de potencia, el transformador de frecuencia media y los rectificadores (diodos). La electrónica de potencia, transformadores, rectificadores y se han envasado en un recipiente lleno de aceite para superar problemas de distancia entre el sistema electrónico y el transformador, para proporcionar el enfriamiento por la recirculación de aceite dieléctrico, y para hacer que la retroadaptación de los AC / DC transformadores sea más conveniente.

Figura 19: Diagrama del Transformador del Modelo Electrostático



Fuente: John Armstrong, NATCO UK Limited and Gary W. Samz, NATCO. Oil Dehydration Improved by Dual Frequency Electrostatic Process. IPTC 11285

Este transformador de doble frecuencia es capaz de suministrar corriente total sobre su rango de tensiones, a diferencia de los transformadores convencionales de 100% de suministros de energía de reactancia.

Flujo de proceso

Podemos dividir la secuencia del proceso en un Tratador Electroestático (Natco) como sigue:

Separación inicial del gas: El fluido producido entra a la unidad de procesamiento por encima de los tubos de fuego en la sección desgasificadora de entrada. El gas libre se libera de la corriente y es equalizado a través de toda el área de desgasificación y calentamiento del tratador.

La sección desgasificadora está separada de la de calentamiento por medio de deflectores. El fluido viaja hacia abajo desde la sección desgasificadora hacia la sección de calentamiento bajo los tubos de fuego, donde el agua libre se separa y es descargada.

Remoción del agua libre: El nivel de agua en la sección de calentamiento es mantenido por medio de un control que opera una válvula de descarga de agua.

Calentamiento y desgasificación final: El crudo y las gotas de agua fluyen hacia arriba alrededor de los tubos de fuego, en donde se alcanza la temperatura requerida. El incremento de la temperatura del crudo liberará algún gas adicional. Este gas se une al gas liberado en la sección de entrada y se descarga del tanque a través de una válvula de control de presión en el tanque. El nivel del fluido se mantiene en esta sección por medio de un vertedero de altura fija. El crudo y las

gotas de agua deben rebosarse sobre el vertedero a la cámara de control de aceite diferencial.

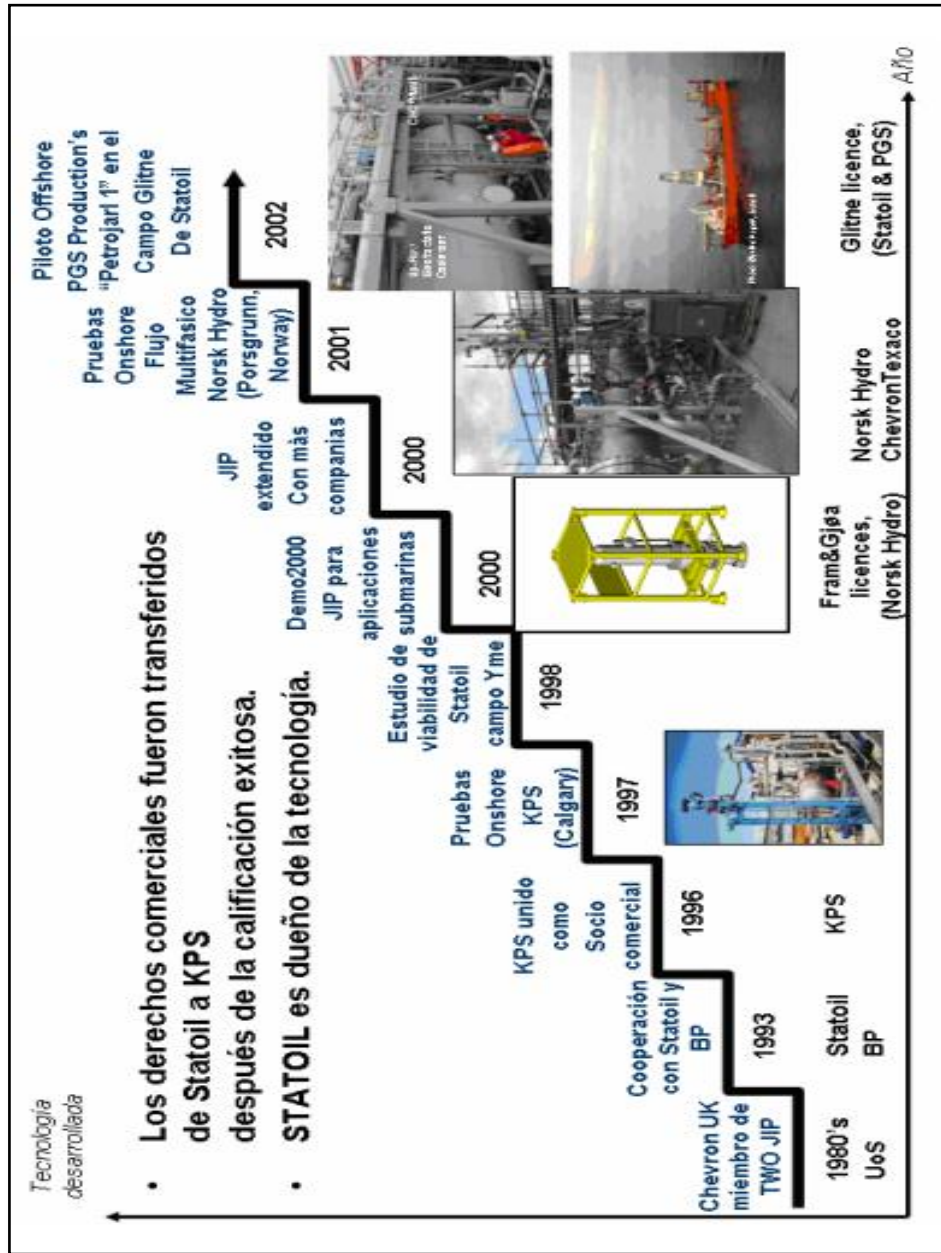
Sección de control de aceite diferencial: Esta sección está localizada entre las zonas de calentamiento y coalescencia del tratador. Los fluidos calientes entran a la cámara sobre el vertedero de la zona de calentamiento. Esta cámara contiene el control del nivel de aceite el cual es activado por el ascenso del nivel a medida que el fluido va entrando. Este control abre la válvula de descarga de acción neumática. En seguida el fluido corre hacia abajo, cerca del fondo de la cámara donde están localizadas las aberturas para los distribuidores de la sección de coalescencia.

Sección de coalescencia: El crudo y el agua en forma de niebla entran en la sección de coalescencia, después de atravesar la cámara de aceite diferencial a través de los distribuidores. Estos distribuidores son del diseño de fondo abierto y con sello de agua para forzar el crudo y el agua, en forma de niebla, a través de los orificios y al mismo tiempo permitir que el agua libre y los sólidos caigan y se unan con el agua en esta sección del tratador. El nivel del agua se mantiene mediante un control de interfase que actúa sobre una válvula de descarga de agua. El crudo y el agua en gotas fluyen hacia arriba y se distribuyen uniformemente para utilizar el área total de la zona de coalescencia.

A medida que el crudo y el agua en gotas entran en contacto con el campo eléctrico en el área donde se encuentran los electrodos, tiene lugar la coalescencia final del agua.

E la figura 17. Se ilustra el desarrollo cronológico en los tratadores electrostáticos para la deshidratación de crudo.

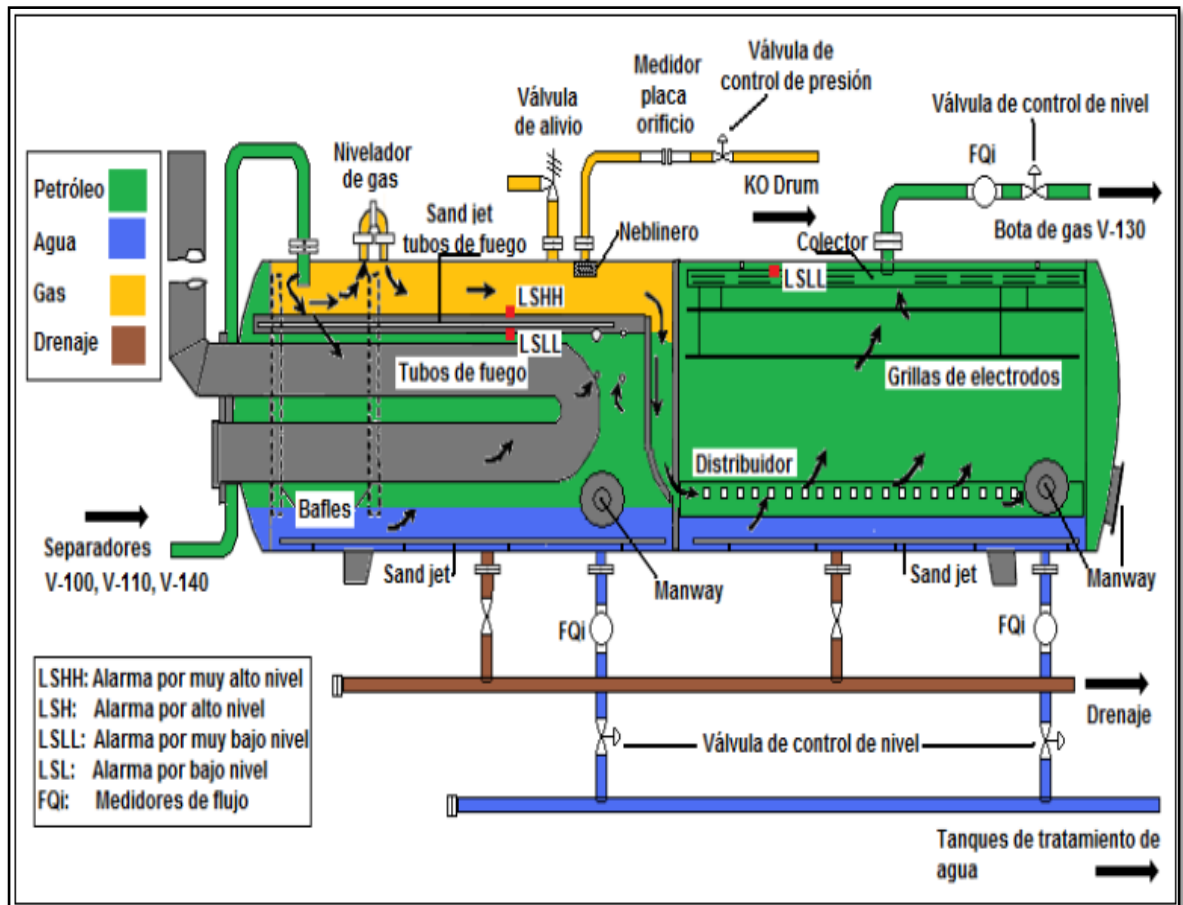
Figura 20: Desarrollo histórico de los tratadores electrostáticos



Fuente: Multiphase System Integration (MSI) 2007.

En la figura 21. Se muestra un esquema de un deshidratador térmico electrostático acoplado con sus principales dispositivos de control, además de la distribución interna y externa de sus componentes.

Figura 21: Deshidratador Térmico Electrostático Con Dispositivos de control.



Fuente: ARNOLD Kenneth, Petroleum Engineering Handbook, volIII, FACILITIES AND CONSTRUCTION ENGINEERING. SPE 2006.Modificado.

3. MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA

La Instrumentación y Control, es aquella parte de la ingeniería que es responsable de definir el nivel de automatización de cualquier planta de proceso e instalación industrial, para un buen funcionamiento del proceso, dentro de la seguridad para los equipos y personas, de acuerdo a la planificación y dentro de los costos establecidos para el mantenimiento de la calidad.

3.1. GENERALIDADES

Los procesos modernos de facilidades de superficie involucran la planificación, implementación, monitoreo, evaluación y revisión de los procesos desarrollados en un campo petrolero, estas estrategias requieren conocimiento de la producción del yacimiento para formular los planes adecuados y luego implementarlos con un equipo de trabajo interdisciplinario e integrado.

El tratamiento térmico de emulsiones es uno de los métodos de separación más importantes y más utilizados en la industria desde hace mucho tiempo, por medio de este se han cumplido en muchos lugares con las especificaciones del crudo para su comercialización en cuanto BS&W; por lo tanto su optimización es muy significativa. Una clave esencial para lograr el éxito de estos proyectos, es planear y ejecutar un programa de monitoreo, seguimiento y control, este debe ser dirigido a cada emulsión en especial, debido a las diferencias existentes entre sus características; sin embargo, componentes básicos se encuentran en estos programas, y es necesario entonces, establecer una metodología integral de monitoreo.

Las condiciones económicas que se tiene para desarrollar el tratamiento térmico, deben ser estudiadas y ajustadas al proceso de monitoreo, el cual se encuentra

involucrado dentro de la administración de yacimientos, con el fin de lograr un control general de las actividades realizadas en el campo.

Generalidades

La vida del yacimiento comienza con la exploración, luego el descubrimiento, delimitación, producción primaria, secundaria y terciaria, y el posterior abandono. La clave del éxito en todas las operaciones del yacimiento depende de la administración de yacimientos y dentro de estas, la estrategia de monitoreo, seguimiento y control desarrollada en él, se trata de un proceso continuo e integrado con los miembros del equipo.

La administración de yacimientos se encarga de reunir todas las áreas concernientes a la explotación de petróleo en un campo, reuniendo las finanzas, tecnología y recursos humanos; todo esto con el fin de disminuir el capital de inversión y aumentar la productividad, controlando las operaciones de un yacimiento para maximizar los recursos económicos, basándose en la información y conocimientos de este.

El monitoreo de los equipos de tratamiento térmico de emulsiones aprovecha las consideraciones de la administración de yacimientos, tomándolo como un sistema de caracterización de los fluidos con el fin de conformar un sistema unificado, interrelacionando las partes dentro del proceso de tratamiento.

Por medio del monitoreo, se pueden detectar los problemas existentes y mejorar el proceso. Los puntos más importantes dentro del diseño del monitoreo son los siguientes:

Los elementos necesarios para realizar un monitoreo del tratamiento térmico no son simplemente técnicos u operacionales (herramientas, tecnología, datos y sobre todos los recursos humanos).

El propósito final de las estrategias de monitoreo es planear, implementar y evaluar un proceso de tratamiento térmico de forma óptima, usando el monitoreo, seguimiento y control de todas las operaciones de separación; ningún componente es independiente de otro, la integración dinámica de todos los aspectos es esencial en el éxito del proceso.

La investigación y la experiencia han generado el conocimiento necesario que permita proporcionar recomendaciones útiles en las facilidades de superficie y en este caso, el tratamiento térmico de emulsiones

Para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos se elaborara una metodología de monitoreo, seguimiento y control que es un proceso cíclico y relacionado entre sí que nos permitirá enfocarnos en los parámetros que nos puedan aumentar el riesgo de resultados erróneos.

Esta metodología hace posible conocer el procedimiento de tratamiento térmico de emulsiones de crudo y agua, a través de herramientas de monitoreo y comparar los resultados del seguimiento del proceso, con el fin de determinar los planes correctivos para un determinado problema en la separación de la emulsión.

Monitoreo: Empleando un conjunto de herramientas, se adquiere información puntual acerca del tratamiento térmico de emulsiones de crudo y agua. Estas herramientas tienen como fin vigilar cualquier evento que pueda ocurrir en los diferentes puntos del sistema.

Seguimiento: Cuando se tiene datos sobre las emulsiones, se emplean técnicas analíticas para seguir detalladamente el avance del proceso, por ejemplo analizando agua removida en el tiempo para así comparar. Todo esto se hace para diagnosticar problemas o prevenir otros, con el fin de optimizar la separación.

Control: Todos los tratamientos o las modificaciones implementadas en el proceso para mejorar la inyección, hacen parte del control y son necesarios para optimizarlo, al igual que todos los tratamientos correctivos o preventivos.

Es importante incluir dentro del proceso de monitoreo, seguimiento y control, todos los puntos de la inyección de agua, por esto se habla de un equipo interdisciplinario de trabajo que garantice el intercambio adecuado de información y la aplicación oportuna de los tratamientos correctivos, cambios en los parámetros operacionales y actividades necesarias en la optimización de la inyección.

3.2. HERRAMIENTAS DE MONITOREO

3.2.1. MANÓMETROS

Los manómetros son los instrumentos utilizados para medir la presión de fluidos (líquidos y gases). Lo común es que ellos determinen el valor de la presión relativa, aunque pueden construirse también para medir presiones absolutas.

Todos los manómetros tienen un elemento que cambia alguna propiedad cuando son sometidos a la presión, este cambio se manifiesta en una escala o pantalla calibrada directamente en las unidades de presión correspondientes.

- **MANÓMETRO DE BOURDON:** Los indicadores de presión o manómetros más utilizados son los basados en el tubo “bourdon”. El tubo bourdon es un tubo de sección elíptica que forma un anillo casi completo, cerrado por un extremo. Al aumentar la presión en el interior del tubo, este tiende a enderezarse y el movimiento es transmitido a la aguja indicadora. El efecto es similar al producido por un “matasuegras”. El metal solo se puede deformar dentro de un rango limitado para evitar la deformación permanente.

El material habitualmente utilizado suele ser acero inoxidable o aleaciones especiales tipo hastelloy o monel. Los rangos de utilización son desde 0 bar a cientos de bar. Se encuentran en forma de C, Helicoidal y Espiral.

- **MANÓMETROS DE FUELLE:** son de tipo bourdon y como su nombre lo dice esta formado por un fuelle metálico con o sin resorte, al que se le aplica la presión a medir, esta presión estira el fuelle y el movimiento de su extremo libre se transforma en el movimiento de la aguja indicadora.
- **MANÓMETRO DE DIAFRAGMA:** en el cual La presión actúa sobre un diafragma elástico el que se deforma y la deformación se convierte en el movimiento del puntero indicador.

- **MEDIDORES ELÉCTRICOS**

En la tabla 5 se observan unos instrumentos de presión con sus respectivos rangos de operación y su precisión.

Tabla 3: Rangos de aplicación de los instrumentos de medición.

INSTRUMENTO	CAMPO DE MEDIDA	PRECISIÓN
Bourdon en C	0,5-6000 bar	0,5-1%
Bourdon en Espiral	0,5-2500 bar	0,5-1%
Bourdon Helicoidal	0,5-5000 bar	0,5-1%
Diafragma	5-600 mbar	0,5-1%
Fuelle	Hasta 7 bar	0,5-1%
Strain gage	2-6000 bar	0,5%
Transmisores resistivos	0,1-300 bar	1%
Transmisores Capacitivos	0,05-600 bar	1%

Fuente:Exactitud ASME B40.100. Modificado.

Los Transmisores de Presión Piezoresistivos o “StrainGage” utilizan el cambio de resistencia eléctrica de un alambre o elemento semiconductor, sometido a esfuerzo para medir la presión.

Están basados en la variación de longitud y diámetro, y por lo tanto de resistencia, que tiene lugar cuando un hilo de resistencia se encuentra sometido a una tensión mecánica por la acción de una presión

Los Transmisores de Presión Resistivos Son instrumentos que se consisten en un elemento elástico (tubo bourdon o cápsula), que varía la resistencia óhmica de un potenciómetro en función de la presión. Son instrumentos sencillos y la señal de salida es potente, por lo que no requiere de amplificación.

Los Transmisores de Presión Capacitivos El sensor tipo capacitivo consiste de dos placas¹ conductoras y un dieléctrico. A medida que aumenta la presión, las¹ placas tienden a apartarse, cambiando su capacitancia. El fluido que está: midiendo, sirve de dieléctrico.

3.2.2. TERMÓMETROS

Los termómetros son instrumentos que necesitan un tiempo de estabilización para igualar su temperatura a la del lugar que se requiere medir su temperatura, el tiempo de estabilización está dado en las normas API 7.1 y API 7.3. El tiempo de estabilización es menor cuando se toma la temperatura dinámicamente o en movimiento. Se clasifican según su inmersión y según su funcionamiento.

3.2.2.1. Según su inmersión.

Los termómetros de mercurio en vidrio (MIG) se clasifican por su inmersión en tres tipos:

- De inmersión completa: Diseñado para dar lecturas correctas, cuando toda la columna de mercurio se sumerge en el líquido.

Por ejemplo el termómetro ASTM 12F usado para la toma de temperatura en la prueba de determinación de la Gravedad API.

- De Inmersión Parcial: Diseñado para dar lecturas correctas, cuando solo parte de la columna de mercurio se sumerge en el líquido.

Por ejemplo el termómetro de vidrio usado para la toma de temperatura en un Termopozo en línea.

- De Inmersión Total: Diseñado para dar lecturas correctas, cuando todo el termómetro de vidrio se sumerge en el líquido.

Por ejemplo el termómetro ASTM 59F usado para la toma de temperatura estática en tanques de almacenamiento, según el API 7.0.

De acuerdo a las normas cada termómetro deberá ser comparado con otro, certificado o con un termómetro equivalente de exactitud trazable antes de usar:

Una vez al año para el caso de los termómetros de mercurio en vidrio usado en la medición de la temperatura en tanque de almacenamiento como los ASTM 59F; ver API 7.0.

Antes y después de la medición los termómetros electrónicos portátiles se comparan contra uno de mercurio en vidrio calibrado; ver verificación en campo del API 7.0.

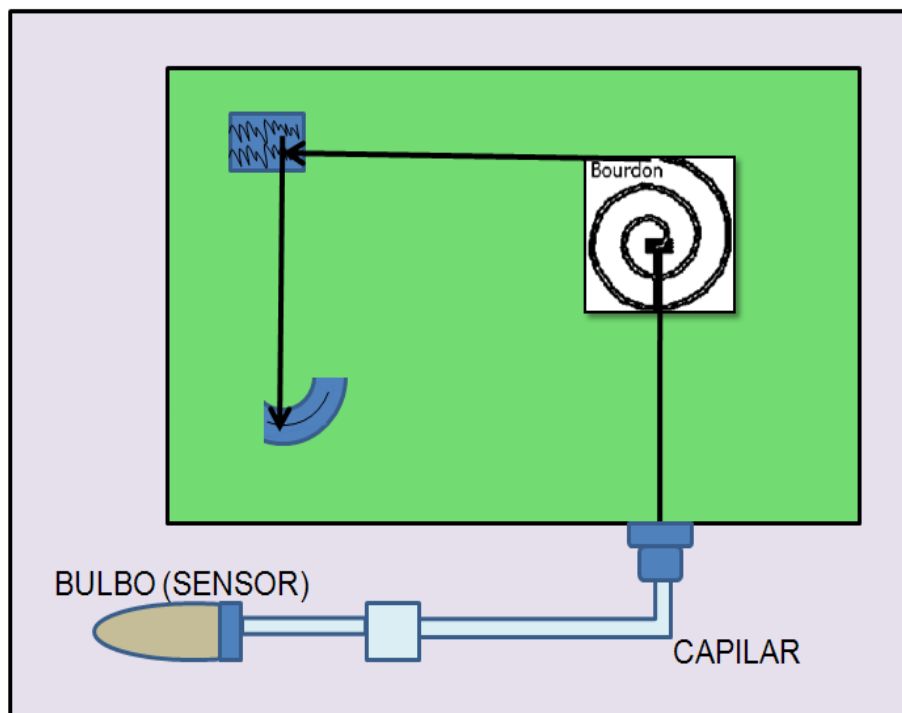
Los termómetros ASTM 12F deben verificarse antes de los 6 meses de acuerdo con la prueba para determinar el API 9.1/ASTM D1298.

La comparación deberá ser hecha al menos en dos temperaturas, una en el rango de temperatura usual y otra en el punto de hielo 0 °C (32 °F).

3.2.2.2. SEGÚN SU FUNCIONAMIENTO

- **Termómetro de bulbo:** Los Termómetros de Bulbo de uso industrial están diseñados para proveer una indicación o registro de la temperatura a distancia del punto de medición. El sistema generalmente está formado por un elemento sensitivo a la temperatura (Bulbo); un elemento sensitivo a los cambios de presión o volumen (Bourdon, Fuelle, Diafragma); un medio para conectar estos elementos (tubo capilar); y un mecanismo para indicar, registrar o transmitir la señal relacionada con la temperatura.

Figura 22: Termómetro de Bulbo.



Fuente: www.Tecnoficio.com. Modificada

Tabla 4: Cuadro selectivo de las características de los termómetros en función de diferentes fluidos

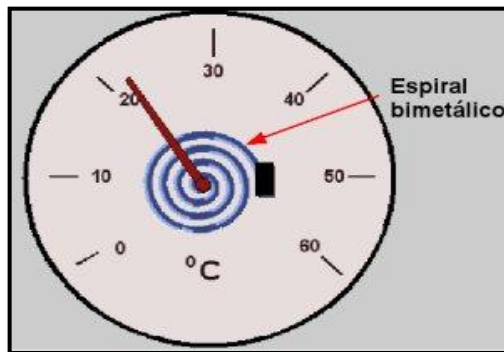
TIPO	LÍQUIDO	VAPOR	GAS
Principio de Operación	Cambio en el volumen	Cambio en la presión	Cambio en la presión
Clase	I	II	III
Fluido	Líquidos Orgánicos	Líquidos Orgánicos, Agua	Gases Puros
Rango	-130°C ~ +135°C	-254°C ~ +315°C	-270°C ~ +760°C
Alcance (Span) Min-Max.	25°C ~ 330°C	40°C ~ 215°C	70°C ~ 550°C
Tamaño del Sensor	Más pequeño	Mediano	Mayor
Efecto de Elevación	Ninguno	Clase IIA	Ninguno
Escala	Uniforme	No uniforme	Uniforme
Precisión	+0,5 ~ +1% span	+0,5 ~ +1% span	+0,5 ~ +1% span
Velocidad de Respuesta	Más lenta	Más Rápido (Clase IIA) Moderada (Clase IIB)	Moderada
Costo Comparativo	Mayor	Moderado (clase IIB), Menor	Moderado
Aplicación Típica	Almacenamiento de Productos, Tuberías	Procesos de Lotes (batch), Secadores, Criogenia	Ductos de Aire, Vapor, Hornos

Fuente: MARAÑA, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005. Modificado.

- **Termómetros bimetálicos**

Todos los metales se dilatan cuando son calentados y la cantidad de dilatación depende de la temperatura y del coeficiente de dilatación de cada metal. Si dos láminas de metal con coeficientes de dilatación diferentes se funden la una a la otra, ocurre una distorsión al ser calentados ya que uno de los metales tratará de dilatarse más que el otro. Este es el principio de operación de los termómetros bimetálicos.

Figura 23: Termómetro bimetálico



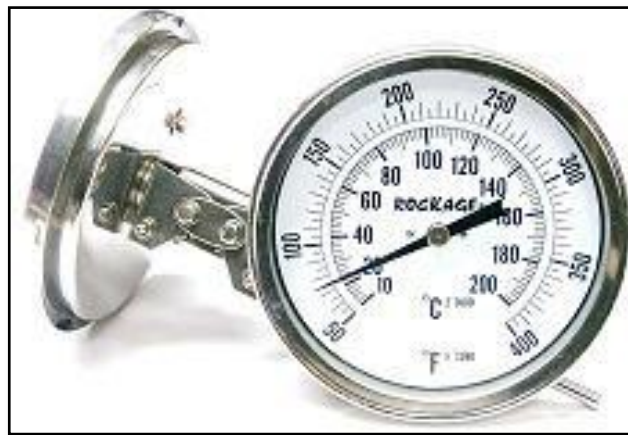
Fuente: www.equiposymediciones.com

- **Termopares o Termocuplas**

El termopar es uno de los sensores más comunes y simples usados para determinar la temperatura de los procesos. Básicamente, un termopar está constituido por dos metales diferentes tales como alambres de hierro y Constantan. Seebeck descubrió que cuando se aplica calor a la unión de dos metales diferentes, se genera una fuerza electromotriz (Fem.), la cual puede ser medida en el otro extremo de estos dos metales (conductores). Este es el principio en el cual se basa la medición de temperatura. por lo cual existen las siguientes leyes termoeléctricas

- a) Ley de Metales Intermedios: la incorporación de un metal homogéneo al circuito de un termopar no cambia la **Fem.** desarrollada.
- b) Ley de Temperaturas Interiores: cuando las juntas de dos metales homogéneos diferentes, se mantienen a diferentes temperaturas, no es afectada por los gradientes de temperatura a lo largo de los conductores.
- c) Ley de Metales Interiores: en un circuito formado por dos metales homogéneos diferentes, que tienen las dos juntas a diferentes temperaturas, la **Fem.** desarrollada no es afectada cuando un tercer metal homogéneo se agrega al circuito, siempre y cuando las temperaturas de sus dos juntas sea la misma.

Figura 24: Termocupla

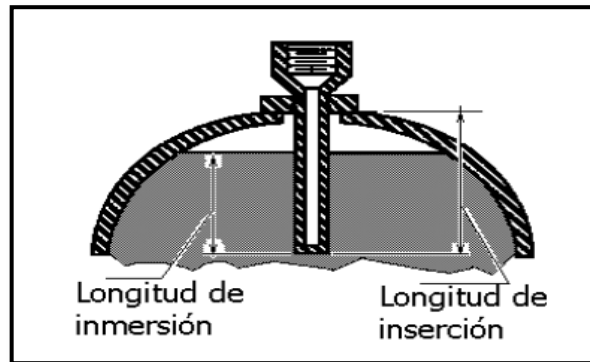


Fuente:<http://industriasociadas.com/Rockag/Termometros%20Bimetalicos.htm>

- **Termopozos**

En la mayoría de las aplicaciones de medición de temperatura no es recomendable exponer el elemento sensor al fluido del proceso. La utilización de un termopozo, a pesar de que introduce retardos en la medición, es recomendable para proteger al elemento sensor de la corrosión, erosión y altas presiones además de permitir su remoción o cambio mientras la planta o el proceso está en operación.

Figura 25: Termopozo.



Fuente: MARAÑA, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005

Normas de Medición de la temperatura estática del producto en tanque en Campo

La toma de temperatura en tanque puede efectuarse mediante las normas API 7.0 mediante termómetro de Mercurio en Vidrio o mediante termómetros electrónicos portátiles.

1. Verificar que el termómetro a usar este de acuerdo a la norma API.
2. Informarse sobre el estado de las verificaciones del termómetro a usar.
 - a. Si el termómetro es de vidrio, por norma debe ser comparado contra un termómetro calibrado al menos una vez al año, o al menos debe haberse verificado en el punto de hielo 0 °C (32 °F).
 - b. Si el termómetro es electrónico debe compararse contra un termómetro calibrado antes y después de la medición.
3. La medición es estática o en movimiento, un pie hacia arriba y un pie hacia abajo del punto de medición, de preferencia efectuarlo en movimiento por requerir menos tiempo para que el termómetro iguale en temperatura al punto de medición.

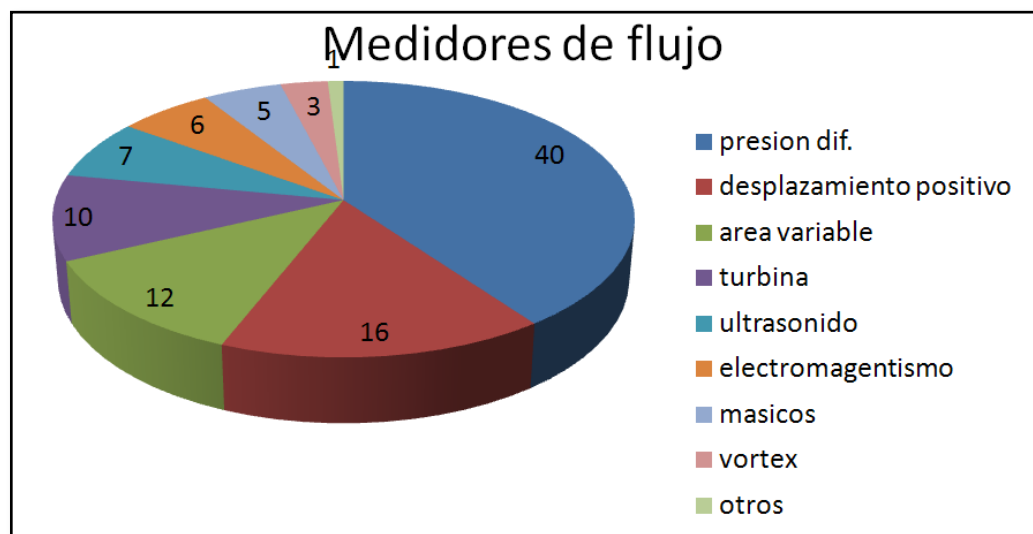
4. El tiempo de medición depende del API y altura del producto, ver norma API 7.0, el orden de toma de temperatura es primero del nivel inferior, luego medio y finalmente superior.
5. Se efectúa los niveles de toma de temperatura como mínimo según norma API y se reporta el promedio de todas las temperaturas con una aproximación del promedio a 1 °F, o de haber acuerdo mutuo a 0,5 °F.

3.2.3. MEDIDORES DE FLUJO O DE CAUDAL

Son de gran importancia dentro de los procesos ya que se utilizan habitualmente para control del proceso y para medidas de contabilidad (facturación, importación/exportación de productos).

La medición de caudal es imprescindible para poder realizar control automático, así como para optimizar rendimientos en las unidades de producción aplicando balances de materia.

Figura 26: Gráfica de porcentajes en el uso de medidores de presión

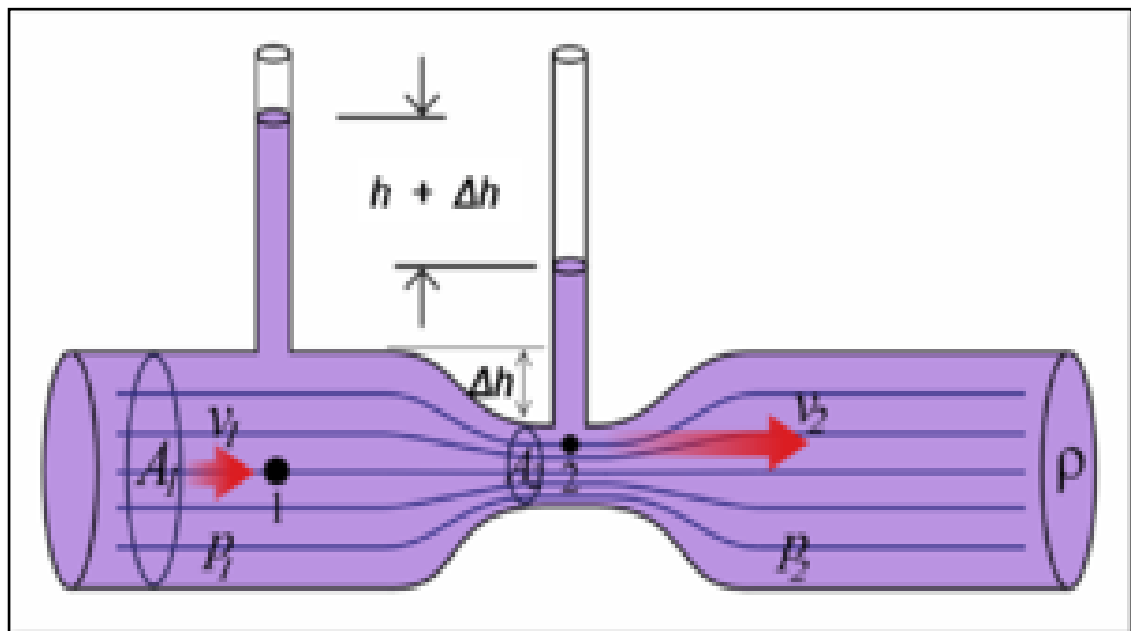


Fuente: Autores.

Los medidores de caudal se clasifican en: Medidores Deprimógenos, Medidores de Área Variable Medidores de Desplazamiento Positivo y Medidores Másicos.

- **DEPRIMÓGENOS:** Los Medidores Deprimógenos se basan en el principio de presión diferencial. Estos elementos están basados en crear restricción en tubería al paso del fluido. Ejemplo de estos son los tubos Venturi, las placas de orificio, toberas, entre otros. Son medidores muy precisos con baja pérdida de carga pero altos costos.

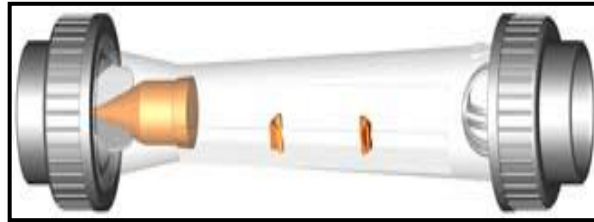
Figura 27: Medidor de Caudal Deprimógeno (Venturi)



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_Venturi

- **MEDIDORES DE ÁREA VARIABLE:** También utilizan principio de presión diferencial, son llamados rotámetros. Su principal ventaja es la lectura directa del caudal pero no son muy precisos.

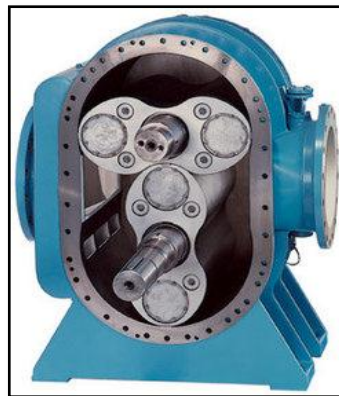
Figura 28:



Fuente: <http://www.aguamarket.com/productos/producto>

- **MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO:** El principio que utiliza es el de atrapar volumen en el sistema y contar el volumen desplazado en determinado tiempo, la medida es directa. Algunos de los instrumentos son los de ruedas ovales, helicoidales, tipo pistón, paletas deslizantes y tipo turbina.

Figura 29: Medidor de desplazamiento positivo



Fuente: <http://www.aerzen.com.mx>

- **MEDIDORES MÁSCOS:** Basados en el efecto coriolis y placa de orificio. Miden directamente en caudal en unidades de masa kg/h. Son muy exactos pero con alta pérdida de carga y muy costosos.

3.2.3. VÁLVULAS

Las válvulas son elementos que mandan ó regulan la puesta en marcha, el paro y la dirección, así como la presión ó el caudal enviado por una bomba hidráulica ó almacenado en un depósito.

El operador debe observar que todas las válvulas que permitan fluir a otro sistema que no sea el determinado, estén bloqueadas. En caso de entregas de crudo, tener bien presente que solamente quedará abierta la válvula de salida del tanque que comunica a la succión de la bomba, cerrar y sellar todas las demás, inclusive ramificaciones secundarias que pudiera tener la bomba. Si hubiera varios tanques se seguirá el mismo procedimiento con todas las válvulas que estén conectadas a la descarga del tanque de compra.

3.2.3.3. VÁLVULAS DE PRESIÓN Y VACÍO

Estos dispositivos se instalan en el techo de los tanques para evitar pérdidas por ventilación y asegurar una correcta operación.

La determinación del tamaño de estas válvulas se hace basándose en el mayor desfogue de gases que puede producirse y que se presenta cuando se bombea el producto. Su dimensionamiento, en el lado de la succión corresponde al volumen de aire que debe absorber el tanque para evitar la formación de vacío, que en

última instancia podría colapsar las paredes del mismo. El número y diámetro de estas válvulas, varía conforme al diseño del tanque.

Las válvulas de presión/vacío para los tanques cilíndricos de techo fijo que trabajan a presión atmosférica deberán estar regulados a $\frac{3}{4}$ de onza por pulgada cuadrada para presión y para vacío.

Cuando se modifica ostensiblemente la presión de bombeo, sea de recepción o despacho, se deberá solicitar la revisión de los cálculos referentes a los rangos de trabajo de estas válvulas.

En condiciones normales las válvulas deberán ser revisadas periódicamente con un intervalo no mayor de 6 meses.

Funcionamiento

Las válvulas de presión y vacío actúan como un respiradero para aliviar la presión o el vacío que se crea en el interior de un tanque durante el llenado o descarga de los productos.

Durante el llenado del tanque, el vapor del producto es comprimido por el líquido ascendente, originando una presión sobre la superficie inferior del disco (lado presión). Cuando la presión es ligeramente mayor que el peso del disco, este es levantado, permitiendo la fuga de vapor hacia el exterior, hasta equilibrar las presiones (exterior e interior). De esta forma, la válvula controla cualquier sobrepresión originada en el interior del tanque.

Durante la descarga del tanque, el líquido desciende lentamente creando vacío en su interior. Cuando este vacío supera el peso del disco (lado vacío). Permite la entrada del aire atmosférico, igualando la diferencia de presión.

El buen mantenimiento que debe darse a las válvulas de presión/vacío, incide directamente en el correcto control de mermas por evaporación así como las

deformaciones en los tanques. A continuación se presenta un cuadro que muestra el incremento en mermas de un tanque en malas condiciones, comparado con uno en buen estado de funcionamiento.

Tabla5:Incremento en mermas de dos tanques con diferentes condiciones.

	Incremento en mermas
Tanque con válvula presión/vacío, sin sello hermético y fugas por la misma	50%
Tanque sin válvula presión/vacío y fugas por respiradero abierto	200%
Separación en planchas del techo, roturas (picaduras), sello defectuoso entre el techo y cilindro	0.1 a 400%
Pintura del techo en malas condiciones	40%

Fuente: MARAÑA, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005. Modificado

Figura 30: Válvula neumática



FUENTE: <http://controlvalves.com/es/pneumatic-actuated-valve.html>

3.2.4. MEDIDORES DE NIVEL

La medición de nivel es quizás la medición que mas disponga de la tecnología, por ello se dispone en el mercado de diversos sistemas de medición, entre los más importantes están:

- Indicadores de nivel magnético: se basa en el principio de vasos comunicantes y se aplica a fluidos limpios, es sencillo de instalar y puede resistir altas presiones y temperaturas
- Indicadores de nivel de cinta: el sistema de medición consiste en un flotador, un cable fino, dos apoyos y un contrapeso en la parte exterior del tanque, afuera hay una varilla graduada que no dará el nivel.
- Indicadores de nivel de flotador: consiste en un flotador ó boya acoplado aun brazo móvil y acoplado magnéticamente aun micro interruptor (externo al proceso).

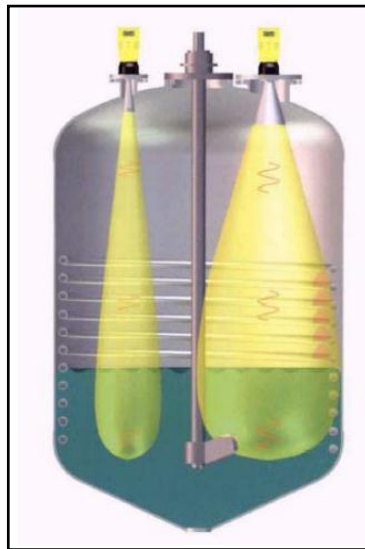
Figura 31: Indicador de Nivel de Flotador.



Fuente: MARAÑA, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005

- Transmisor de nivel por desplazador: trabaja con una boya flotante a la que se le registra la fuerza inducida por el fluido, esta fuerza se transforma en una señal acondicionada y estándar.
- Transmisor de nivel por servomotor: consiste en un tambor acondicionada al motor en contra de la dirección del fluido para medir esa resistencia y avance.
- Transmisores de nivel conductivos: se utiliza para productos conductivos , poniendo un electros adentro y uno afuera
- Transmisores de nivel capacitivos: semejante al conductivos trabaja con laminas metálicas
- Transmisor de nivel ultrasónico: trabaja con la onda de reflexión del sonido y transforma esa señal calibrada. Se hace para que no hay contacto entre el fluido y la herramienta. No es apto para altas presiones y temperaturas, presenta problemas con las espumas.
- Transmisor de nivel por radar: igual que en el ultrasónico trabaja con la reflexión de la onda en este caso microondas producidas por un sensor que transforma en una señal de donde esta el fluido.

Figura 32: Transmisor de Nivel por Radar.



Fuente: MARAÑA, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005

- Transmisor de nivel radiactivo: se utiliza la radiación gamma y es muy poco utilizada, generalmente para ácidos

3.3. SEGUIMIENTO

NORMAS PARA BS&W

La norma de uso en campo es el API 10.3/ASTM D 4007

La medición del BS&W es importante porque puede causar corrosión y problemas en los equipos de refinación.

La prueba debe efectuarse en dos peras simultáneamente.

Partes críticas de la norma:

- Los reactivos deben estar de acuerdo a la norma.
- Verificar la saturación de tolueno a 60 °F.
- Verificar que el desemulsificante esté diluido de acuerdo a la norma.
- Verificar la temperatura de la cámara de la centrífuga durante la prueba.
- Verificar que en número de rpm de la centrífuga sea el requerido por norma con el fin de obtener una buena centrifugación del crudo.
- La lectura y reporte de las dos peras debe efectuarse según lo establece la norma.

3.3.1. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (BS&W)

NORMA ASTM D4007-11

Este método describe la determinación por la laboratorio de agua y sedimentos en el crudo, por medio de la centrifuga. Este método no es enteramente satisfactorio, Algunas veces el agua detectada es inferior al agua actual presente en el crudo. Cuando el porcentaje de agua es demasiado alto se requiere utilizar el procedimiento por destilación (D4006).

Resumen de la prueba

Igual volumen de crudo y agua saturada con tolueno son ubicados dentro del tubo centrífugo (zanahoria). Después de la centrifugación el volumen de agua de más alta densidad y sedimentos se desplazan hacia abajo del tubo, donde es leído.

Significado y uso

El contenido de agua y sedimentos en un crudo es importante puesto que este puede causar corrosión de equipos y problemas en el proceso. Una determinación de este BS&W.

Este método no puede ser usado para crudos que contienen alcoholes solubles en agua. En este caso se recomienda usar otros métodos (D4928).

3.3.2. MÉTODOS DE MEDICIÓN

La medición directa es la medida visual que se obtiene haciendo uso de dispositivos mecánicos y/o mecánico-eléctrico que cuentan el número de ciclos de descarga unitaria expresado en barriles, galones, metros cúbicos, etc. También se dispone de equipos que miden la masa de un fluido multiplicando el volumen por

la densidad del fluido a las condiciones dadas, utilizando sensores, transductores, etc. La ventaja de este tipo de medidores es que eliminan las correcciones que se hacen al volumen por presión y temperatura. Entre los más comunes están: Medidores de desplazamiento positivo y Medidores de masa.

La medición indirecta es la medida resultante de utilizar ciertos dispositivos mecánicos y eléctricos, como paletas o turbinas que producen un movimiento de rotación que inducen un campo electromagnético que generan pulsos que se contabilizan para dar volúmenes en barriles, galones, metros cúbicos, etc. También se considera en este método la medición por restricción del área de flujo (bridas de orificio) y un medidor que registra la presión estática y diferencial, con estos datos se calcula el volumen de fluido a las condiciones estándar introduciendo factores que están en función de la presión y temperatura. Entre los más comunes están: Medidores de turbina y Medidores de platina de orificio.

Para volúmenes grandes de desplazamiento, se utilizan normalmente las turbinas. Aunque factores tales como presión, temperatura, rangos de flujo, fluidos contaminantes, etc., pueden influir en la selección del tipo de medidor, viscosidad y el caudal son los principales factores que deben considerarse.

La viscosidad influye en la selección del medidor, de acuerdo con el flujo transferido. Esta figura muestra que los medidores de desplazamiento se comportan mejor cuando la viscosidad es alta, en cambio los de turbina trabajan mejor con baja viscosidad. Las turbinas cumplen mejor su funcionamiento, cuando el flujo es turbulento (Número de Reynolds mayor de 10000) de esta manera las turbinas pueden usarse también en líquidos altamente viscosos.

Los medidores de turbina son normalmente usados para medir productos de baja viscosidad, productos refinados; tales como propano, kerosene o diesel, en tales

circunstancias y con una operación continuada la vida útil será mayor que los medidores de desplazamiento positivo.

Los medidores de turbina no deben ser usados en líquidos que contengan mucha parafina u otras sustancias incrustantes que alteren la sección transversal, afectando el factor de volumen.

Una vez que se ha seleccionado el tipo de medidor, las operaciones rutinarias de prueba y los procedimientos de mantenimiento deben ser programados regularmente.

A continuación se presentan ventajas y desventajas de los Medidores de Desplazamiento Positivo

Ventajas

- Exactitud
- Miden líquidos viscosos
- No requieren de potencia exterior para su funcionamiento
- Son capaces de medir hasta volúmenes muy pequeños
- Operación y diseño simple

Desventajas

- Pueden ser dañados por agitación del flujo
- Costoso para medición de caudales grandes
- Susceptibles a la corrosión y la erosión
- Requieren la instalación de filtros
- Si el medidor es golpeado podría alterar la medición

- Requiere mayor mantenimiento

Medidores de Turbina

Ventajas

- Exactitud
- Amplio rango de medición
- Ocupa un espacio pequeño y pesa poco
- Duración de las partes internas
- Amplio rango de temperatura y presión

3.4. CONTROL

REMOCIÓN DE SÓLIDOS

Los sólidos suspendidos presentes en la emulsión pueden causar problemas como: taponamiento de líneas, válvulas precipitación de escamas etc.

Existen varios equipos de filtros disponibles para remover las sustancias sólidas presentes en “la emulsión”. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, accionados por gravedad y activados por presión; como su nombre lo indica, los primeros permiten que el agua fluya hacia abajo impulsada por la fuerza de gravedad, la tasa de filtración en ellos es muy lenta y tienden a tener longitudes muy largas.

Los filtros de presión operan bajo presión, normalmente en el rango de 2 a 40psia. Estos filtros pueden utilizarse en sistemas cerrados, es posible operarlos normalmente en el caso que existan incrementos en las tasas y además manejan

altos volúmenes de emulsión. Según el contenido de sólidos suspendidos en la emulsión a tratar, los filtros se pueden dividir en dos tipos: baja capacidad (para agua con pocos sólidos) y alta capacidad (agua con bastantes sólidos).

Filtros de cartucho. Se muestran en la figura son recipientes que contienen elementos que pueden ser regenerados de acuerdo al tamaño de la partícula que pasara a través de ellos, en el caso de contar con agua que contiene sólidos suspendidos con una cantidad (mayor a 2mg/L) es improcedente utilizar este filtro.

La selección de uno u otro tipo de filtro debe realizarse en base a una de pruebas piloto que permitan identificar el más beneficioso tanto a nivel técnico como económico.

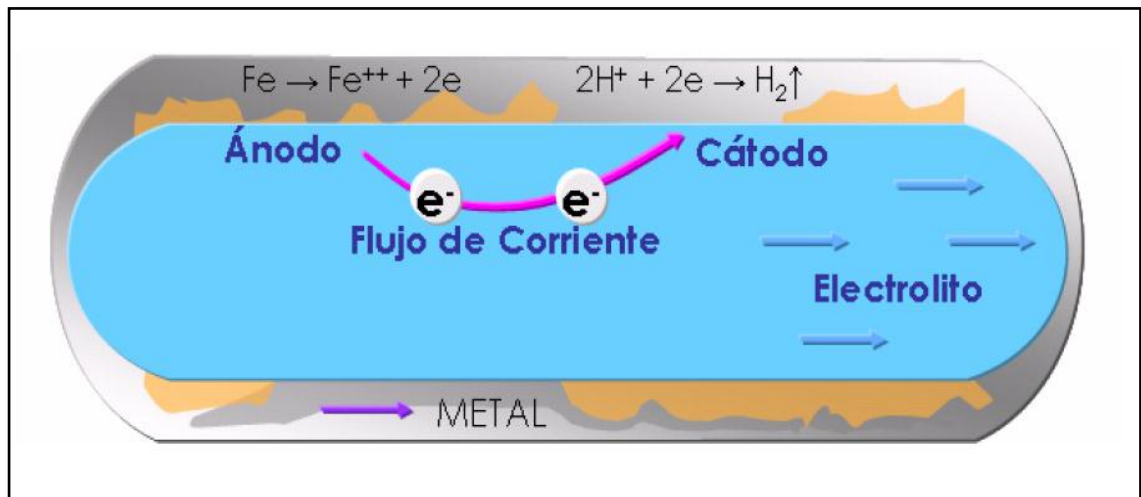
PRUEBAS PARA DETERMINAR CORROSIÓN

La corrosión es un proceso electroquímico, es decir que encierra el flujo de corriente eléctrica gracias a la formación de un circuito eléctrico en el sistema por donde fluye el agua, el circuito eléctrico de la corrosión consta de cuatro componentes, tal como se observa en la figura 33.

El ánodo es la porción del metal que es corroída debido a la pérdida de electrones, el cátodo es la parte de la superficie del metal que no es disuelta, donde se lleva a cabo la reacción química necesaria para completar el proceso de corrosión. Para completar el circuito, la superficie del metal (ánodo y cátodo) debe ser cubierta con una solución que permita la conducción de electrones, tal solución es llamada electrolito, el agua es un electrolito que aumenta su conductividad eléctrica a medida que se incrementa la cantidad de iones y sales disueltos en ella, el electrolito conduce la corriente desde el ánodo hacia el cátodo.

El ánodo y el cátodo deben permanecer conectados por algún elemento que permite la conducción de electrones, con el fin de completar el circuito, el metal actúa como conductor eléctrico.

Figura 33: Celda de Corrosión en una Línea de Flujo



Fuente: BLANCO, Johanna; DELGADILLO, Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander. 2006.

La combinación ánodo, cátodo, electrolito y conductor se denomina celda de corrosión. Altera el funcionamiento de los equipos. El carácter corrosivo del agua es adquirido debido a varios factores tales como:

Presencia de iones disueltos que disminuyen el PH, generan un aumento en la tasa de corrosión.

Altas concentraciones de oxígeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrogeno disueltos constituyen la primera causa de corrosión.

Al aumentar la temperatura del agua, se aumentan las tasas de corrosión debido a que se incrementan las velocidades de la reacción.

La presión está relacionada con su efecto en la solubilidad de los gases disueltos, a mayor concentración de gases en solución, a medida que se incrementa la presión aumentan las tasas de corrosión.

Para aguas con bajas velocidades o estancadas, se tienen en general bajas tasas de corrosión por picadura; a altas velocidades y/o presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas se genera corrosión por erosión.

El método más común para monitorear corrosión en estos equipos es la utilización de cupones, seguidos en orden de uso por las pruebas electroquímicas y las pruebas de ultrasonido, desarrolladas últimamente.

Cupones

Piezas de metal de varios tamaños formas y pesos (generalmente de acero triturado), son insertados en las líneas para evaluar la corrosividad del sistema, el desempeño del y del inhibidor (cuando se usa como método de control y prevención); estas piezas son pesadas antes de ser introducidas en el sistema y luego se removerán con el fin de determinar la cantidad de metal perdido, que posteriormente es convertida en tasa de corrosión.

Pruebas electroquímicas. Utiliza picos de prueba para medir resistencia eléctrica en un alambre expuesto al agua, comparado con un alambre idéntico pero sin exposición a ella, debido a la corrosión el alambre expuesto, la resistencia varia. La resistencia eléctrica del alambre es inversamente proporcional a su área de sección transversal. A medida que el alambre se corroe su sección transversal es reducida y el valor de su resistencia se incrementa.

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DISEÑO SEGUIMIENTO Y CONTROL DE EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES DE CRUDO Y AGUA

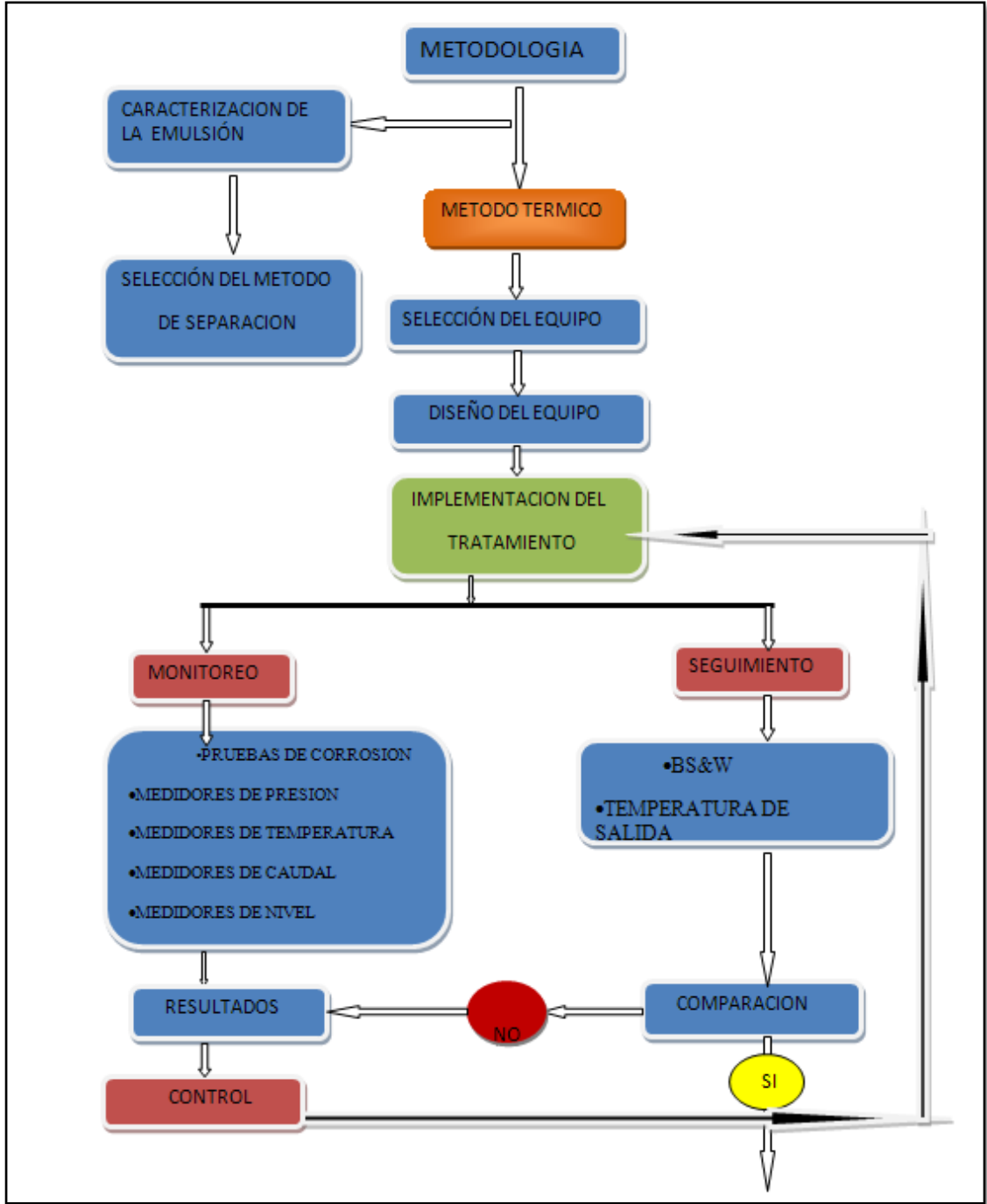
El tratamiento de emulsiones no es una ciencia exacta, involucra parámetros que no pueden ser medidos o definidos en su totalidad; sin embargo, la investigación y la experiencia han generado el conocimiento necesario para generar una base de procedimientos útiles para la separación de las emulsiones.

Dentro de la planeación y operación de los procesos de separación de emulsiones la ingeniería de producción aporta estudios sobre el diseño y dimensiones de los equipos de tratamiento, especificaciones de instalaciones, pruebas para determinar la posible aparición de efectos dañinos para el sistema (corrosión, precipitación de escamas, etc.) para garantizar un correcto desempeño del proceso.

La importancia de analizar los factores que afectan el desempeño de la separación de emulsiones radica en lograr obtener mayor petróleo a condiciones de venta y transporte, basándose en el control adecuado de los parámetros de este proceso a través de un programa de monitoreo estratégico. Una metodología integrada, incluye los parámetros más relevantes al momento de establecer el correcto desempeño de los procesos de separación térmicos de emulsiones, su aplicación y su desarrollo en los campos.

En la figura 34 es posible observar el desarrollo lógico y ordenado de un proceso de separación térmica de emulsiones de crudo y agua, allí se incluyen diferentes áreas relacionadas con esto, desde el diseño hasta la evaluación del desempeño del proceso.

Figura 34: Diagrama de Flujo para la Selección Diseño Seguimiento y Control de Equipos de Tratamiento Térmico de Emulsiones de Crudo y Agua.



Fuente: Autores.

Según el anterior esquema, la metodología planteada para el proceso de monitoreo seguimiento y control, tiene un carácter cíclico y abarca todos los puntos del tratamiento; esta metodología se puede describir en los siguientes pasos:

El punto de partida del tratamiento térmico de emulsiones es la selección del equipo que a su vez depende del tipo de emulsión a ser tratada.

- Al momento de iniciar el tratamiento térmico de la emulsión, se deben poner en marcha los programas de monitoreo y el seguimiento del proceso, desarrollando esto en paralelo se vigilan todos los puntos del sistema y se evalúa la eficiencia del proceso.
- Los programas de monitoreo abarcan la aplicación de todas las herramientas estableciendo cierta periodicidad para cada una, además del rango de aplicación y representatividad.
- El seguimiento del tratamiento térmico de emulsiones se realiza constantemente y es el responsable de la evaluación de la eficiencia de este, determinando el BS&W y la temperatura final.
- Los tratamientos de control son el último paso en la metodología, para aplicarlos se deben identificar claramente los problemas y para esto es necesario la revisión de los resultados de la programas de monitoreo. Luego de aplicar el tratamiento de control los resultados de la separación deben mejorar, por lo que el monitoreo seguimiento y control debe iniciar nuevamente.
- Todo el ciclo metodológico debe realizarse a lo largo del tratamiento térmico de la emulsión, para esto se deben ajustar los periodos y rangos de aplicación dependiendo del tiempo transcurrido y volumen a tratar.

Esta metodología hace posible conocer el proceso de la separación térmica de emulsiones, a través de herramientas de monitoreo y compara los resultados del seguimiento del proceso, con el fin de determinar los planes correctivos para un determinado problema asociado a la separación. La metodología constituye una herramienta versátil, rápida y sencilla que suministra información veraz, cuando se análisis de los tratamientos térmicos de emulsiones.

4.1. DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES

La separación térmica requiere de equipos especializados que proporcionen esas condiciones de temperatura para tratar la emulsión, la selección es un paso inminente una vez se ha caracterizado nuestra emulsión y se conoce el volumen a tratar se optara por uno de los equipos disponibles.

Selección. Se genera una ponderación relativa definida para cada uno de los criterios a tener en cuenta, generándose así una matriz de evaluación. Se debe tener en cuenta que la eficiencia térmica y la seguridad y Riesgos son los factores primordiales en un sistema de calentamiento.

El diseño de los equipos depende de la emulsión y el volumen a su vez (detallado en el capítulo 2). Para esto se ha generado una viabilidad técnica y económica que se resume en la eficiencia del proceso y sus costos.

- Determinar viabilidad con índices. Estimar el monto de la inversión, el valor de la tasa de retorno y generar una viabilidad técnica teórica para compararla con nuestros límites económicos definidos.

- Adecuar el sistema de superficie. Se deben evaluar los equipos con los que cuenta el campo actualmente, establecer parámetros como: capacidades de fluidos a manejar, tipo de fluidos, tipo de materiales, almacenamiento etc.
- Eficiencia térmica. Se refiere a cuan eficiente es el sistema de transferir calor al crudo para que este obtenga la temperatura optima de deshidratación.
- Seguridad y Riesgos.se refiere a los peligros operacionales asociados al uso de estos equipos, así como las complicaciones operacionales que el tipo de crudo presentaría a cada opción.
- Mantenimiento. Se refiere a la frecuencia ce mantenimiento asociada y o riesgos de parada de emergencia o programada.

Adicionalmente a lo anterior expuesto para la selección de un sistema adecuado de tratamiento de crudo se recomienda tener en cuenta los factores expuestos en la Tabla 6,

Tabla 6: Factores para seleccionar un tratamiento de crudo

1. Dureza o apretado de la emulsión
2. Gravedad específica del aceite (pesado, liviano o intermedio) y del agua de producción.
3. Cantidad del fluido a ser tratado.
4. Porcentaje de agua presente en la producción.
5. Salinidad del agua presente en la producción.
6. Efecto corrosivo del aceite, agua o gas.
7. Tendencia del agua a formar incrustaciones.
8. Tendencia del crudo a formar parafinas.
9. Potencial del yacimiento, presión de formación y su declinación.
10. Presencia de agentes emulsificantes en la formación productora.

Fuente: Autores.

4.2. PROGRAMAS DE MONITOREO

Una vez iniciado el tratamiento térmico de la emulsión, es importante desarrollar programas de monitoreo, usando las herramientas adecuadas en cada punto del sistema.

En todos los procesos de deshidratación y desalado del crudo, los programas de monitoreo son una estrategia periódica para revisar una muestra del crudo en un lugar representativo dentro de nuestro sistema de facilidades.

El primer paso corresponde a la definición de la frecuencia con la que dichos programas se llevaran a cabo, el sitio en el que se tomaran las muestras dentro de los equipos; este proceso de selección para el estudio debe realizarse de una manera minuciosa y premeditada, puesto que de sus resultados dependerá la evaluación del proceso en el campo.

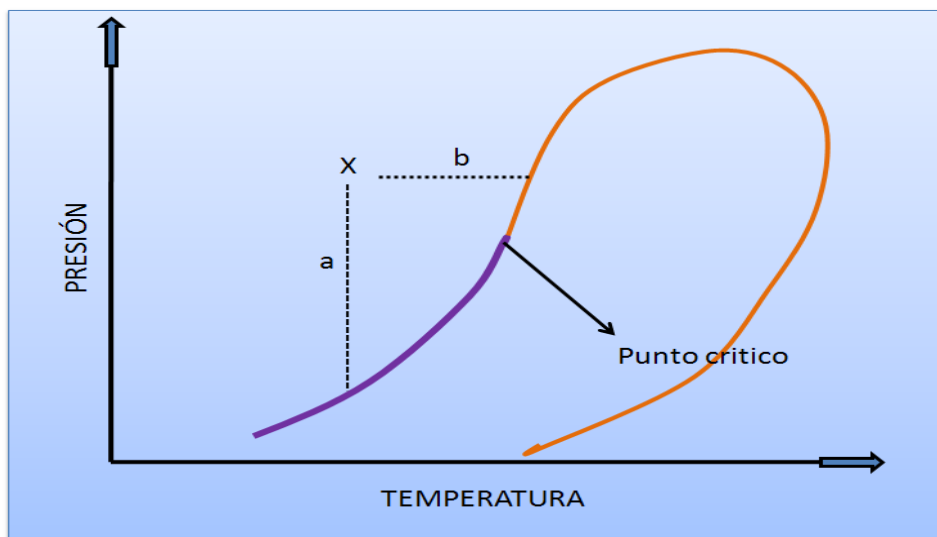
- Periodicidad. La frecuencia de los programas de monitoreo se establecen dependiendo del volumen de emulsión a ser tratado, del tiempo de retención necesario para la separación.
- Lugar de aplicación. Escoger el lugar de aplicación de las pruebas y la implementación de las herramientas de monitoreo, depende también del equipos seleccionado y el volumen a tratar.
- Muestra Representativa. La cantidad de pruebas y de muestreo realizado será cada vez menos repetitivo a medida que avanza el proceso.

Estos tres puntos analizados anteriormente influyen los programas de monitoreo.

Estos programas de monitoreo se realizan con el fin de revisar el correcto funcionamiento de los equipos, dentro de los cuales se tienen pruebas de corrosión y la medición de la presión, temperatura, nivel y caudal.

- Pruebas para determinar corrosión. El monitoreo de la corrosión es un programa que nos realiza tan constante como la medición de las otras pruebas, por lo que se hacen tiempo después cuando se ve afectado el proceso por la severidad ó o de la corrosión.
- Medición de temperatura. *Debido* a que el aumento de la temperatura es la base de nuestra separación, hacer un constante monitoreo de la temperatura optima a la cual debe trabajar nuestro equipo será una obligación constante, contando con las herramientas mencionadas anteriormente
- Medición de presión. La presión igual que la temperatura afecta la operatividad del sistema además que influye en otros parámetros que definen la eficiencia del proceso de separación.

Figura 35: Diagrama de fases



Fuente: Autores.

A la presión óptima se obtiene:

- Máxima producción de petróleo.
 - Máxima gravedad API del crudo.
 - Mínima relación gas petróleo.
 - Mínimo factor volumétrico del petróleo.
-
- Medición de caudal. Según las capacidades de nuestra producción y sobretodo de nuestros equipos, debemos estar controlando el caudal de fluido a tratar para no disminuir nuestra eficiencia de separación y no alterar nuestros tiempos de retención, los cuales habían sido previamente calculados.
 - Medición de nivel.: La mayor parte de los equipos involucrados en las operaciones de separación gas-líquido, tratamiento de crudo, almacenamiento, tratamiento de aguas residuales, etc., opera a determinado nivel, el cual debe ser controlado para que permanezca constante. Este control se realiza mediante un controlador de nivel, un sensor, un transmisor de señal y una válvula de descarga.

En el momento en que el nivel empieza a sobrepasar el ajuste correspondiente (alto), el sensor envía una señal a la válvula de descarga, esta se abre un poco más y permite la salida del líquido del recipiente hasta llegar al nivel de ajuste. En la misma forma, si el nivel está por debajo del límite inferior, el sensor envía una señal a la válvula de descarga, la cual, automáticamente activa su cierre parcial hasta alcanzar el nivel deseado. Este ciclo se repite constantemente a medida que las variaciones de caudal de entrada al recipiente se suceden.

4.3. SEGUIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE EMULSIONES

El seguimiento a los equipos debe iniciarse al mismo tiempo del monitoreo (en paralelo). Este permite evaluar resultados y el desempeño de los mismos, por medio del BS&W y la medición de temperatura a la salida de los equipos.

4.4. TRATAMIENTOS DE CONTROL

Dependiendo de los programas de monitoreo y del seguimiento paralelo al proceso, se realiza la comparaciones, y si los datos no coinciden seguramente corresponden a un problema, por lo cual es necesario desarrollar programas de control que permitan disminuir dichos problemas.






Para la limpieza del equipo se puede utilizar cualquier método ya sea esta químico o mecánico tomando en cuenta las siguientes consideraciones:












- Se puede obtener una gran remoción de incrustaciones, haciendo circular a altas velocidades aceite liviano caliente.
- Algunos depósitos salinos son removidos mediante agua caliente a alta velocidad.
- Compuestos comerciales, químicos o ácidos de limpieza pueden ser utilizados si el aceite o agua no dieron buenos resultados, tomando en consideración que su composición sea compatible con la metalurgia del equipo.
- Raspadores, cepillos rotatorios de alambre u otros medios mecánicos pueden ser empleados para remover grandes incrustaciones, evitando el daño de los tubos.

- Los tubos no pueden ser limpiados con vapor, ya que puede producirse una expansión y deformación de los mismos.
- Para el posterior ensamblaje se debe tener especial cuidado en la limpieza de las superficies de empaque y en la colocación de los sellos o empaques, los mismos que deben ser cambiados, por nuevos, cada vez que se realice un mantenimiento en el equipo ya que la composición de los empaques no brinda un sello perfecto cuando son reutilizados.
- Si existe alguna fuga a través de las empaquetaduras, estas deben ser corregidas para evitar daños posteriores en el equipo.

A Continuación el la tabla 7 se mostrara algunos pasos del mantenimiento y control en equipos intercambiadores de calor una vez puestos en funcionamiento.

Tabla 7: Mantenimiento en un equipo intercambiador de calor en funcionamiento

PASO	PROCEDIMIENTO
1. 	Parar la operación del intercambiador.
2. 	Retirar la cubierta removible.
3. 	Retirar la cubierta de la cabeza móvil.
4. 	Retirar la cabeza móvil.
5. 	Colocar anillo de prueba.

PASO	PROCEDIMIENTO
6. 	Realizar prueba hidrostática en el interior de la coraza.
7. 	Controlar posibles fugas en los tubos.
8. 	Cambiar tubos en los que se detectan fugas.
9. 	Realizar nuevamente la prueba hidrostática en el interior de la coraza.
10. 	Controlar posibles fugas.
11. 	Retirar anillo de prueba.
12. 	Colocar la cabeza móvil.
13. 	Colocar la cabeza de la cubierta móvil.
14. 	Colocar la cabeza removible.
15. 	Iniciar el procedimiento de puesta en marcha.
16. 	Controlar posibles fugas en las empacaduras.

Fuente: CHAVEZ, Jorge. YANEZ, Diego. Reingeniería de un sistema de calentamiento para la deshidratación de crudo a ser implementado en el campo Cuyabeno a cargo de Petroproducción, ubicado en la provincia de Sucumbíos. Tesis de grado. Sangolqui. Escuela Politécnica del Ejército. 2010. Modificado

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

- 1) Si el tratador mantiene su temperatura y opera correctamente, ajustar la dosificación de reactivo o cambiar el reactivo por otro más eficaz.

2) Si el tratador no conserva la temperatura adecuada, entonces:

- a) Revisar termómetro y termostatos;
- b) Verificar la operación continua del horno
- c) Comparar el calor proporcionado y las temperaturas de entrada y salida del aceite, agua y sus volúmenes respectivos, sabiendo que para elevar 1°F el agua requiere 150 BTU y el aceite alrededor del doble. Si el calor requerido es mayor que el calculado, el tratador está sobrecargado. En este caso se puede aplicar un reactivo de separación rápida y se instala un eliminador de agua libre. Si el horno no está sobrecargado, entonces puede haber depositación de hollín o incrustaciones externas.

3) Si en un deshidratador disminuye la altura de la interfase agua-aceite, entonces:

- a) verificar la operación de la válvula de descarga de agua;
- b) comprobar que dicha válvula y el sifón no presenten incrustaciones;
- c) verificar la presión de descarga del drene (cuando el agua se envía a una planta de tratamiento) para detectar contrapresión excesiva;
- d) observar si hay depósito en el fondo que pueda impedir el flujo al sifón;
- e) detectar un taponamiento en la línea de salida del aceite;
- f) revisar la temperatura del aceite;
- g) indagar al deshidratador por la línea igualadora de presiones y
- h) comprobar que en la sección de separación de gas no hay canalización de aceite.

4) Cuando los intercambiadores de calor operan deficientemente, es muy probable que los tubos estén picados por la corrosión y hay que cambiarlos.

5) Las fallas más comunes en los tratados electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interfase agua-aceite puede originar un corto circuito. En este caso hay que disminuir la altura de la interfase para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el

mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

4.5. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES (BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS)

- **Problemas de espuma**

Origen

La causa principal que origina los problemas de espuma son las impurezas que están en la producción (aceite + agua) desde la formación productora. Estos problemas pueden ser enfrentados si se dispone de suficiente tiempo de residencia o se tiene suficiente superficie de coalescencia para romper la espuma, o mediante la utilización de un producto antiespumante.

Problemas que pueden ocasionar

- Problemas mecánicos en el control de nivel, ya que la espuma afecta el control de la interfase gas/aceite, en la cual actúa.
- Reduce volumen del separador: La espuma ocupa espacio que corresponde al crudo o el gas. Es decir, reduce la capacidad de la sección de separación gravitacional y de la sección de acumulación del líquido.
- Reduce la eficiencia. Se convierte en un banco no controlado de espuma, en el cual se hace casi imposible separar el gas del líquido, lo cual origina que se presente arrastre de gas en la descarga del líquido del separador.
- El líquido descargado por el separador lleva alguna cantidad de gas que origina problemas posteriores.

Soluciones

- Realizar ajustes al diseño original, tal como la instalación de platinas coalescedoras.
- Aumentar el tiempo de residencia.
- Utilización de un producto antiespumante.

- **Problemas de parafina**

Origen

Propio de crudos parafínicos.

Problemas que pueden ocasionar

La operación del separador puede verse seriamente afectada por la acumulación de parafina en el extractor de niebla o en la superficie de coalescencia de la sección de acumulación de líquido. La parafina puede causar problemas adicionales en los controles de nivel, tipo interfase.

Soluciones

- Utilización de extractores de niebla tipo centrífugo.
- Utilizar vapor o solventes, para la cual se debe proveer al recipiente de orificios para su correspondiente inyección.
- Utilización de un dispersante o inhibidor de parafina.

- Instalación de un dispositivo electromagnético en el fondo de la sarta tubería de producción del pozo que actúa como dispersante de parafina.

- **Problemas de arena**

Origen

Producción de arena proveniente de la formación productora debido al completamiento original deficiente para el control de arena en pozos productores de crudo o de gas. Este problema puede aumentarse por altas fuerzas de arrastre que son causadas por altos caudales de producción que sobrepasan el nivel de producción crítica.

Problemas que pueden ocasionar

- Abrasión de las partes internas de las válvulas de descarga, afectando los controles de nivel.
- Abrasión en las líneas de descarga del separador, lo cual debilita el material y disminuye la vida útil de la mismas.
- Acumulación de arena en el fondo del recipiente y taponamiento en las salidas o descargas del líquido.

Soluciones

- La mejor solución es la instalación de un adecuado sistema de control de arena en el completamiento original de pozo: Empaquetamiento de arena, filtros de arena, *liners* ranurados, etc., precio diseño elaborado a partir del análisis granulométrico de la arena proveniente de la formación productora.

- Uso de separadores con el mínimo de dispositivos de acumulación interna.
- Uso de válvulas resistentes a la abrasión.
- Producir el pozo a caudales que no estén por encima de la tasa crítica.
- Aumento en la densidad de cañoneo.
- Aumento del intervalo abierto en la zona productora, si es factible.

- **Problemas de emulsiones**

Origen

La emulsión se forma por la presencia de contaminantes en el caudal de producción, provenientes de la misma formación productora, tal como los asfáltenos, resinas, etc.

Problemas que pueden ocasionar

Como la emulsión se forma en la interfase agua/aceite, el problema será para el control de nivel de tipo interfase y en consecuencia, para el colchón de aceite, h_o . Afecta también los tiempos de residencia, con la resultante disminución en la eficiencia de separación. Aumento en los costos de tratamiento.

Soluciones

- Agregar rompedores de emulsión especiales para estos casos, precio análisis de laboratorio.
- Utilización de calor para reforzar el rompimiento de la emulsión.

- **Arrastre de líquido en la fase gaseosa**

Se detecta cuando el gas descargado presenta contenido de líquido por encima del normal.

Origen

- Puede ser producido por alto nivel de líquido.
- Daño en las partes internas del separador, tal como en el control de nivel.
- Distancia insuficiente entre el desviador de flujo y el extractor de niebla.
- Diseño inadecuado del separador por tiempos de residencia muy bajos.
- Taponamiento de las descargas o salidas.
- Daño en la válvula de descarga.
- Alta turbulencia.
- Ajuste deficiente en el control de nivel.

Problemas que pueden ocasionar

Deficiencia en la separación y presencia de alto contenido de agua y aceite en el gas producido.

- **Arrastre de gas en la fase líquida**

Ocurre cuando gas libre escapa con el líquido que está siendo descargado por el separador.

Origen

- Presencia espuma lo cual origina una remoción deficiente del gas.
- Bajo tiempo de residencia.
- Daño en el control de nivel.
- Falta de Ajuste del sistema de control de nivel.

Problemas que pueden ocasionar

Deficiencia en la separación y presencia de alto contenido de gas en el líquido que se está descargando del separador.

Tabla 8: Problemas causas y correcciones en tratadores térmicos electrostáticos.

FALLAS	POSIBLES CAUSAS	CORRECCIONES
1. Espumas en el tratador.	<ul style="list-style-type: none"> a. Inyección de antiespumantes. b. Incremento en la rata de flujo de crudo. c. Alta temperatura en el crudo del tratador (la temperatura alta favorece la formación de espuma). 	<p>Revisar las bombas de inyección y corregir la adición es baja.</p> <p>Comprobar el incremento de flujo y ajustar la inyección de antiespumantes.</p> <p>Revisar en los indicadores de temperatura, si es necesario, disminuirla haciendo ajustes en los termostatos.</p>
2. Bajo amperaje en las rejillas para campo electromagnético.	<ul style="list-style-type: none"> a. La distancia entre rejilla es muy alta. 	<p>Verificar el voltaje de voltiampermetro. Acortar la distancia entre rejillas, teniendo en cuenta la siguiente secuencia:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desergenizando las rejillas. 2. En los tornillos de la rejilla móvil, ajustar la tuerca. 3. Encender nuevamente las rejillas y comprobar el amperaje.
3. Alto amperaje entre las rejillas	La distancia entre rejillas es muy corta.	Comprobar el amperaje. Corregir siguiendo la secuencia descrita la falla anterior.
4. Alto contenido de BS&W y de sal en el crudo tratado.	<ul style="list-style-type: none"> a. Bajo amperaje en las rejillas. (menor de 50 amperios). b. Baja temperatura en el crudo.(menor a 190°F) 	<p>Comprobar el amperaje. Ajustar la distancia entre rejillas siguiendo las indicaciones anteriores.</p> <p>Comprobar en los indicadores de temperatura.</p>

FALLAS	POSIBLES CAUSAS	CORRECCIONES
5. Alto nivel de agua en el tratador.	<ul style="list-style-type: none"> a. Controlador de nivel no envía señal. b. La válvula neumática de desalojo de agua no actúa. 	Revisar el sensor por conductividad. Comprobar su operación. Revisar las conexiones de aire, repararlas si están rotas u obstruidas. Revisar mecánicamente la válvula destapándola. Durante la revisión las válvulas de bloqueo de la válvula neumática deben estar cerradas y el agua debe ser desalojada por la línea de derivación.
6. Alto nivel de crudo en el tratador.	La válvula neumática de desalojo de crudo no actúa.	Revisar suministro de aire al controlador de nivel y a la válvula. Comprobar que las válvulas de bloqueo sobre la línea estén abiertas.
7. Alta presión en el tratador	Válvula de regulación de línea de fas no actúa.	Bajar la presión a través de la línea de derivación en sistemas de gas y revisar el ajuste de control de la válvula de desalojo.
8. Alto flujo de entrada de crudo en el tratador. Recirculación	Recirculación de crudo del tanque de crudo sucio.	Cuando la recirculación es alta el tratador se desbalancea, alto amperaje entre rejillas, baja temperatura en el tratador y alta presión. Es necesario aumentar la distancia entre rejillas e incrementar la temperatura y si el nivel se aumenta, es necesario disminuir la recirculación o cortarla.
9. Acumulación de parafinas en el extractor de niebla superficies e en los controles de nivel	Deposición Parafinas	Utilización de un dispersante o inhibidor de parafina. Utilización de extractores de niebla tipo centrifugo. Utilizar vapores por solventes, para lo cual se debe disponer de orificios para su correspondiente inyección.
10. Arenamiento	Deficiente control de arena en pozos productores	La mejor solución es la instalación de un sistema de control de arena en el completamiento original del pozo: empaquetamiento de arena, filtros de arena, liners ranurados etc. Usar válvulas resistentes a la abrasión.

Fuente: Autores.

En la tabla 9 se mostraran una serie de problemas frecuentes en los equipos de deshidratación NATCO, así como su respectivo diagnostico al momento de su funcionamiento a los cuales se ha llegado mediante la experiencia y el conocimiento absoluto de fabricación

Tabla 9: Procedimiento de diagnóstico y solución de fallas en base a los equipos de deshidratación NATCO

PROBLEMAS	DIAGNÓSTICO
Baja temperatura de operación	<ol style="list-style-type: none"> 1 ajuste del termostato demasiado bajo. 2. disparo por bajo nivel. 3. piloto del quemador apagado (perdida del combustible ò piloto taponado). <p>Falla en el encendido del quemador</p>
Perdida ò reducción en la rata de flujo de químicos.	Mal funcionamiento en la bomba de químicos(perdida de energía, válvula pegada, línea de químicos rota ò taponada, bloqueo del aire)
Alto nivel de interfase en la sección de coalescencia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Interferencia en el control. 2. Perdida de aire ò gas de instrumentos.
Incremento del flujo del crudo a través del sistema	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reciclaje a tasas excesivamente altas. 2. Adición de pozos nuevos al sistema. <p>WorkOver de pozos antiguos.</p>
No enciende la luz del transformador, no hay voltaje, no hay corriente y la eficiencia del tratamiento disminuye.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perdida de potencia del transformador(interruptor general abierto)
Luz de transformador disminuida o apagada, voltaje bajo o ausente y alta corriente	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acumulación de un bloque de emulsión Alto nivel de agua 3. Sobretratamiento debido a un exceso de químico 4. Gotas demasiado grandes o crudo con demasiado BS&W 5. La reducción gradual del nivel es la medida más utilizada cuando la causa del corto es acumulación de BS&W alto, o la presencia de otro material conductivo en la interfase.
No enciende la luz del transformador, el voltaje casi cero y la corriente estacionaria y cercana al máximo.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Un nivel bajo en la sección de coalescencia permite que el flotador se ponga en contacto a tierra, generando corto circuito con los electrodos de alta tensión. <p>a) Esto puede ser el resultado de una remoción excesiva de agua de la sección de coalescencia y se auto-corregirá cuando el nivel se restablezca.</p> <p>b) Otra posible causa es algún daño en la válvula de drenaje o de control de agua.</p>

Fuente: NATCO. Modificado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El crudo que normalmente se extrae del pozo trae consigo una cantidad de agua que a su vez le resta valor comercial, por lo que se hace necesaria su separación.

La experiencia del tratamiento de emulsiones ha demostrado que no existen dos emulsiones iguales entre un campo y otro, es por esto que se debe hacer un estudio particular y detallado para generar una implementación adecuada del método de separación.

La utilización de equipos térmicos para la deshidratación del crudo es uno de los métodos mas utilizados en la industria petrolera, obteniéndose una alta eficiencia generalmente en crudos pesados y de alta viscosidad.

La implementación de un tratador térmico electrostático genera una altísima eficiencia de separación (< 1% BS&W).

Un programa de monitoreo seguimiento y control en equipos de tratamiento térmico de emulsiones de crudo y agua es un conjunto de herramientas técnicas que al funcionar ordenadamente y de amañera cíclica mejoran los resultados de los procesos de deshidratación.

Actualmente el 90% de las técnicas utilizadas para la extracción del petróleo crudo genera o agravan los problemas de emulsiones. Químicos usados en fracturas, estimulación de pozos, inhibición de corrosión etc. Por lo que surgen métodos para romperlas tales como adición de químicos, tratamiento eléctrico, gravitacional y térmico.

Los cálculos para determinar dimensiones de los equipos y condiciones de operación siempre serán aproximaciones. Los mejores resultados se obtendrán de pruebas de campo y de laboratorio, así; la cantidad de químicos desemulsificantes, la temperatura y el tiempo de retención se determinaran

mediante la ayuda de pruebas de botella. Esta temperatura será la resultante de aplicar un balance de masa y energía en el equipo.

Realizar programas de monitoreo seguimiento y control en equipos de tratamiento térmico de emulsiones nos generaran una visión mas amplia de nuestros procesos, viéndose eso reflejado en la optimización de la separación.

Dentro de la industria petrolera es vital el uso y desarrollo de las nuevas tecnologías de separación del crudo ya que esto permitirá a las empresas maximizar sus ganancias y ser más competitivos.

BIBLIOGRAFÍA

ALABUELA, Luis. LARA, Paul. Estudio de la Factibilidad de Implementar el Separador Ciclónico Gas-Líquido (CCGL) y Deshidratador Electrostático en la Estación Central Lago Agrio. Tesis de grado. Quito. Universidad Central del Ecuador. 2008.

ARNOLD, Kenneth; STEWART, Maurice. Petroleum Engineering Handbook, vol. III, Facilities and construction engineering. SPE 2006.

AYALA, Marlon. Optimización del equipo de deshidratación Natco de crudo pesado en una empresa petrolera. Tesis de grado. Guatemala. Universidad De San Carlos De Guatemala. 2003.

BECHER, P. Emulsion Technology, Theory and Practice. Ed 3. AMERICAN CHEMICAL SOCIETY. Washington 2001.

BLANCO, Johanna; DELGADILLO, Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander. 2006.

CHAVEZ, Jorge. YANEZ, Diego. Reingeniería de un sistema de calentamiento para la deshidratación de crudo a ser implementado en el campo Cuyabeno a cargo de Petroproducción, ubicado en la provincia de Sucumbíos. Tesis de grado. Sangolqui. Escuela Politécnica del Ejército. 2010.

FREIRE Juan; HERRERA Diego. Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de fluidos en superficie del campo VÍCTOR HUGO RUALES. Quito. Universidad Central Del Ecuador. 2009.

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

MARFISI, Shirley. y SALAGER. Jean Louis, Deshidratación de Crudo- Principios y Tecnología, cuaderno FIRP N° 853PP, Mayo 2004.

MONTES Páez, Erik G. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2.010.

NATCOGROUP. Dual Polarity Electrostatic Treater. Improves Crude Oil Dehydration pp (1241-A1, 1241-A2).

PÉREZ MORENO, Carlos Alberto. Los problemas de emulsión y cómo afectan la productividad de un campo productor. Campo Jiba – Occidental de Colombia. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2006.

PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonattan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2006.

VEGA, Miguel. Deshidratación Electrostática de Hidrocarburos. Tesis de grado. Quito. Universidad Tecnológica Equinoccial. 2008.

VERA, Jorge. Estudio para la implementación de un deshidratador de agua libre asociado a un calentador de crudo, acoplado a un equipo electrostático en el campo TIPISHCA. Tesis de grado. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011.

[www.http://mmelgarejo.com/separadorweb1/operacion.htm](http://mmelgarejo.com/separadorweb1/operacion.htm)

[www.http://www.aerzen.com.mx](http://www.aerzen.com.mx)

[www.http://controlsvalves.com/es/pneumatic-actuated-valve.html](http://controlsvalves.com/es/pneumatic-actuated-valve.html)

www.natcogroup.com

[www.Maraña, Juan. Instrumentación y control de procesos. 2005](http://www.maraña.com)

ANEXOS

ANEXO A: DISEÑO DE SEPARADORES DE TRIFÁSICOS

A continuación se presentan las ecuaciones necesarias para realizar el diseño de un separador trifásico.

A.1 Determinar el coeficiente de arrastre CD por medio de un proceso iterativo. (suponer entre 0,8 y 0,7).

$$V1 = 0,0019 * \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{d_{ml}}{CD} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 2.2}$$

$$Re = 0,0049 * \frac{\rho_g * V * d_2}{\mu * g} \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34 \quad \text{Ec 2.4}$$

A.2 Calcular la capacidad al gas a T y P absolutas.

$$d_{Leff} = 420 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{CD}{dL} \right]^{0,5} \quad \text{Ec. 2.5}$$

A.3 Calcular el espesor máximo de la capa de crudo.

$$(h_o)_{max} = 1,28 * 10^{-3} * \frac{t_{ro} * (\Delta SG) * d_w^2}{\mu_o} \quad \text{Ec. 2.6}$$

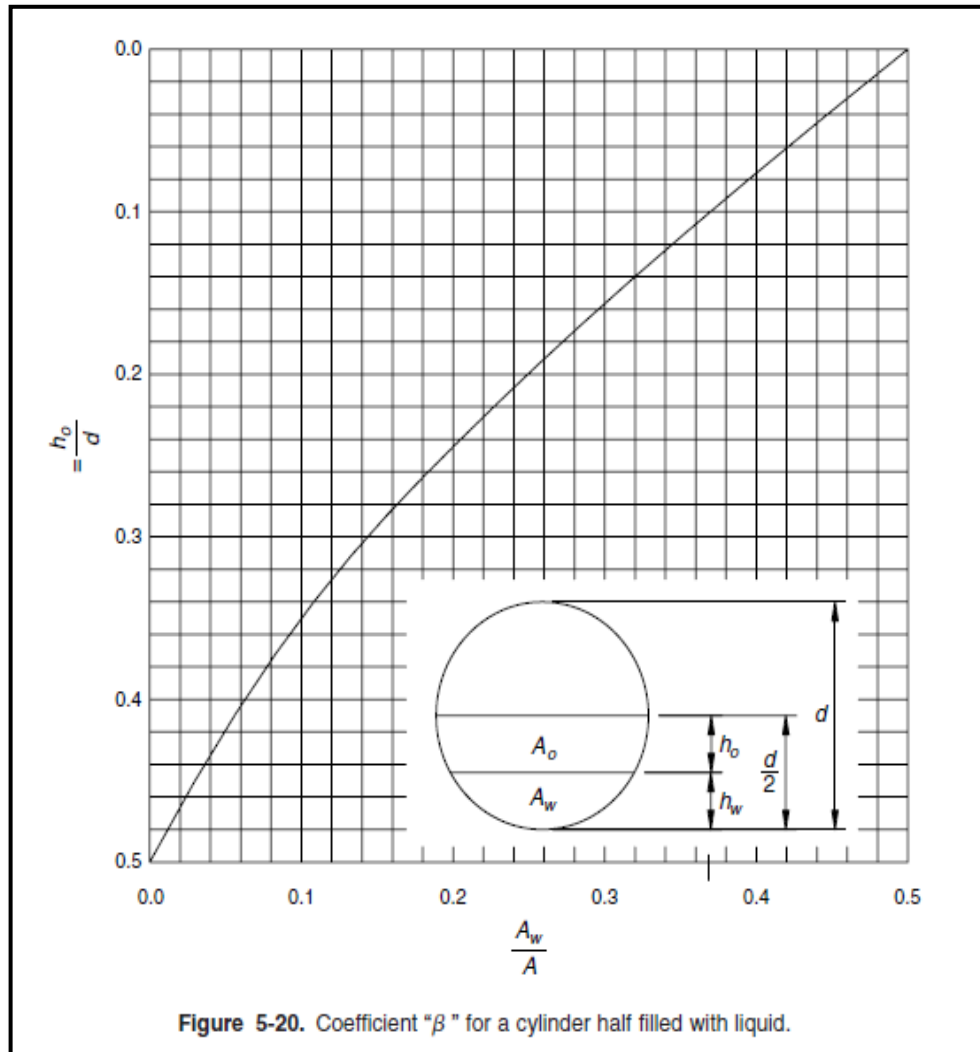
t_{ro} = *tiempoderetencion*

A.4 Calcular la fracción de área transversal ocupada por el agua.

$$\frac{A_w}{A} = 0,5 * \frac{Q_w t_{rw}}{Q_o t_{ro} + Q_w t_{rw}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

A.5 Leemos B de la gráfica.

Figura: Grafica para determinación del factor B



Fuente: ARNOLD, Kenneth. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, vol 1. 3 ed. Houston: Elsevier, 2008.

A.6 Cálculo el máximo diámetro del separador

$$d_{max} = \frac{(h_o)_{max}}{B} \quad \text{Ec. 2.8}$$

A.7 Calcular la capacidad al líquido.

$$d^2_{Leff} = 1,42 * (Q_o t_{ro} + Q_w t_{rw}) \quad \text{Ec. 2.9}$$

A.8 Establecer combinaciones que satisfagan las capacidades al gas y al líquido, con diámetros menores que el diámetro máximo.

A.9 Para cada diámetro seleccionar la Leff mayor.

A.10 Calcular la longitud entre cordones de soldadura:

$$\text{Para la capacidad al gas} \quad L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$\text{Para la capacidad al líquido} \quad L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad \text{Ec. 2.11}$$

A.11 Calcular la relación de esbeltez para cada diámetro

$$SR = \frac{12 * L_{SS}}{d} \quad \text{Ec. 2.12}$$

Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 3 y 5. En caso de que dos opciones se encuentren en ese rango, se puede tomar la decisión de usarla de diámetro menor, pues implica un costo más bajo.

ANEXO B: DISEÑO DEL DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO.

Para hacer el cálculo de la capacidad del deshidratador electrostático se procede de la siguiente manera:

En la ecuación aparece una constante universal “C” que varía con el diámetro de las partículas de agua de la emulsión. Para estos cálculos se suponen diámetros de las partículas, para tomar su respectivo valor.

Tabla : Valores de la Constante “C” para diferentes Diámetros de Gotas en sus Posibles Emulsiones.

Características de la emulsión	Diámetros de gotas micrones ($\text{metros} \times 10^{-6}$)	C
Agua libre	200	1.101
Emulsión fácil	150	619
Emulsión moderada	100	275
Emulsión fuerte	60	99

Fuente: ALABUELA, Luis. LARA, Paul. Estudio de la Factibilidad de Implementar el Separador Ciclónico Gas-Líquido (CCGL) y Deshidratador Electrostático en la Estación Central Lago Agrio. Tesis de grado. Quito. Universidad Central del Ecuador. 2008. Modificado.

Valores de la constante “C”

La capacidad del tratador se determina de la siguiente fórmula:

$$Q = C \left(\frac{\gamma_w - \gamma_o}{\mu_o} \right) (L)(H) \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

Q = tasa de flujo de crudo, BPD

C = constante de la tabla anterior

w γ = gravedad específica del agua a la temperatura de tratamiento.

o γ = gravedad específica del petróleo a la temperatura de tratamiento.

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

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

H = ancho del área interfacial del tratador, pies ft.

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

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

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

Tabla : Temperaturas Promedio de Tratamiento para Varios Tipos de Emulsiones.

Características de la emulsión

Temperatura °F

Emulsión fácil	85-100
Emulsión moderada	100-110
Emulsión fuerte	110-135

Fuente: ALABUELA, Luis. LARA, Paul. Estudio de la Factibilidad de Implementar el Separador Ciclónico Gas-Líquido (CCGL) y Deshidratador Electroestático en la Estación Central Lago Agrio. Tesis de grado. Quito. Universidad Central del Ecuador. 2008. Modificado.

Tiempo de retención.

Se calcula para el agua y crudo por separado. Se utiliza la siguiente ecuación:

$$T = \frac{1.444(V)}{Q} \quad \text{Ec. 2.18}$$

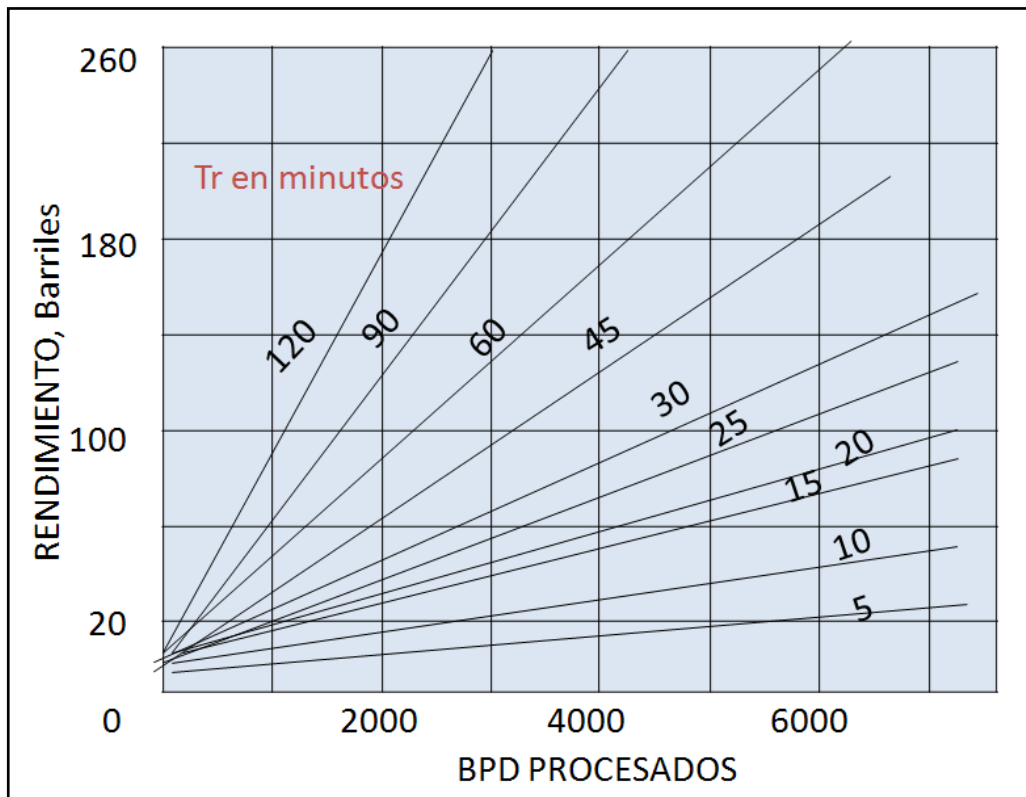
Dónde:

T = tiempo de retención, minutos

Q = tasa de flujo, BPD

V = volumen de asentamiento en el tratador, B.

Figura: Diagrama para calcular tiempo de retención en deshidratadores electrostáticos.



Fuente: ALABUELA, Luis. LARA, Paul. Estudio de la Factibilidad de Implementar el Separador Ciclónico Gas-Líquido (CCGL) y Deshidratador Electrostático en la Estación Central Lago Agrio. Tesis de grado. Quito. Universidad Central del Ecuador. 2008. Modificado.

En el tratador electrostático, la capacidad de crudo se determina por el área del sistema de parrillas. Un sistema de corriente directa puede manejar 50 barriles de crudo y emulsión por pie² por día, típico en diferentes fabricantes, mientras que un sistema AC/DC puede manejar hasta 75Bl/pie²*día.

Capacidad de gas

La dimensionar los deshidratadores es necesario considerar el volumen de gas. Sin embargo si no es así, se puede instalar un separador normal.

Calor necesario

Se hace principalmente para verificar que el tratador seleccionado tiene suficiente capacidad en los tubos de fuego. El calor necesario puede calcularse por la siguiente fórmula:

$$q = Q_c(6,25 + 8,33X)(T_2 - T_1) \quad \text{Ec. 2.19}$$

Dónde:

Q = calor necesario, BTU/hr.

Qc = cantidad de emulsión calentada, BPD.

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

T2 = temperatura de tratamiento, °F

T1 = temperatura de entrada, °F

El calor utilizado para calentadores directos se designa como base al flujo de calor (heat flux). En el caso de crudo, se usa un valor en el rango de 6000 a 8000 BTU/hr*pie² de superficie de calentamiento.

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

Para deshidratadores no aislados se puede usar la siguiente fórmula:

$$q_1 = K(D)(L)(T_t - T_a) \quad \text{Ec. 2.20}$$

Dónde:

q_1 = pérdidas de calor, BTU/hr

K = Constante

= 15,7 para velocidad de viento 20 mph (millas por hora)

= 13,2 para velocidad de viento 10 mph

= 9,8 para velocidad de viento 5 mph

= 6,3 para velocidad de viento aire corriente

D = diámetro del tratador, pies

L = longitud del tratador, pies

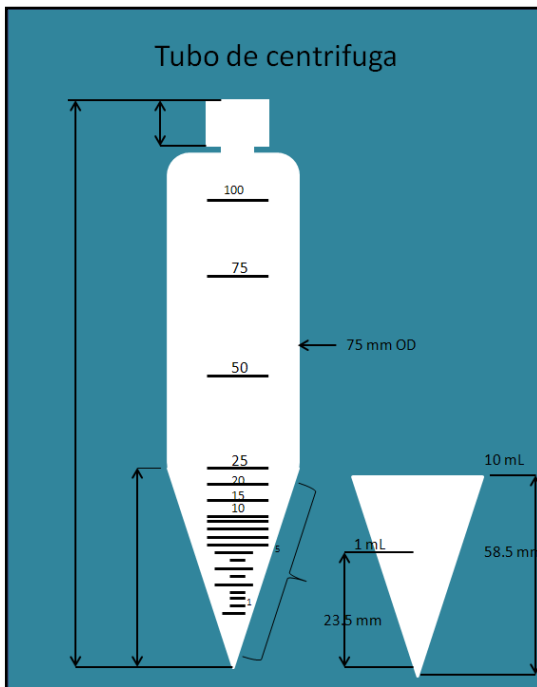
T_t = temperatura de tratamiento, °F

T_a = temperatura mínima del ambiente, °F

Para deshidratadores aislados las pérdidas de calor pueden estimarse cerca de un 10% de las determinadas para deshidratadores aislados.

ANEXO C: DETERMINACIÓN DE BS&W

Figura. Tubo de Centrífuga para realizar la determinación de BS&W



Fuente: Autores.

Componentes de la prueba

- Centrifuga

Debes tener la suficiente capacidad de rotación, un controlador de temperatura y la fuerza necesaria según el procedimiento.

- Tubos de la centrifuga

Cada uno debe tener 203-mm (8-in) y hecho además de vidrio annealed. Con sus respectivas graduaciones numéricas.

- Baño de agua caliente

Construido de una placa de metal sólida para almacenar un líquido para el baño con suficiente profundidad para la inmersión del tubo centrifugo en la posición vertical a 100-mL de la marca. Hecho para proveer un mantenimiento de temperatura de $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140 \pm 5^{\circ}\text{F}$). para algunos crudos temperaturas de $71 \pm 3^{\circ}\text{C}$ ($160 \pm 5^{\circ}\text{F}$), para evitar la formación de cristales.

- Una pipeta clase A de 50 mL

Solvente

1. Tolueno- grado del reactivo conforme a las especificaciones del comité de reactivos analíticos de la sociedad química americana (ACS) o al grado 2 de ISO 5272 ó conforme a las especificaciones para metilbencenos

2. Desemulsificantes

Puede ser usado para promover la separación del agua y prevenir el **clinging** de las paredes del tubo centrífugo.

Procedimiento

C.1 Agitar vigorosamente el recipiente que contiene el crudo (homogeneizarlo).

C.2 Llenar dos tubos de la centrifuga con el 50% de solvente 50mL.

C.3 Agregar la muestra directamente del recipiente al tubo hasta el 100% de volumen (50mL por tubo).

C.4 Agregar 0,2 mL de desémulsificante.

C.5 Tape los tubos y agite para que se mezclen los contenidos.

C.6 Coloque los tubos en el baño de temperatura por 15 minutos para calentar la muestra a no menos de 135°F.

C.7 Saque e invierta los tubos para asegurar que la mezcla es uniforme.

C.8 Coloque los tubos en posiciones opuestas en el plato de la centrifuga. La centrifuga debe ser precalentada para conservar la temperatura.

C.9 Cierre y centrifugue por 10 minutos a 1800 rpm $rcf = d * \left(\frac{rpm}{1335}\right)^2$.

C.10 Lea y registre el volumen combinado de agua y sedimentos del fondo de cada tubo de centrifuga.

C.11 Caliente los tubos nuevamente a 60±3 °C sin agitar, y vuelva a centrifugar por 5 minutos. Lea nuevamente y repita el centrifugado hasta que las 2 últimas lecturas sean iguales.

Cálculos

Compare las lecturas de los 2 tubos, si son diferentes en un 25%, repita el procedimiento en su totalidad.

Reporte la suma de las lecturas respectivas como porcentaje de agua y sedimentos.