

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“METODOS DISPONIBLES PARA EL TRATAMIENTO EN
SUPERFICIE DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR UN POZO”**

TESINA DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Priscila Natali Mora Celi

Jonathan Jesus Chagerben Arteaga

Guayaquil- Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser la luz y guía en el camino de mi carrera, a mis padres por haberme dado su fuerza y apoyo incondicional siempre, a mis hermanos por ser mi motivación cada día. Especialmente agradezco a la Phd. Elizabeth Peña ya que gracias a ella nos ayudó para la ejecución de la Tesina de Grado. A mis profesores por brindarme sus conocimientos y enseñanzas, finalmente un eterno agradecimiento a mi querida ESPOL por abrirme las puertas para prepararme en el futuro y formándome como persona de bien.

Priscila Mora

AGRADECIMIENTO

Mi más grande agradecimiento a mi Padre Juan Chagerben Magallanes y a mi Madre Martha Artega Bajana los cuales me brindaron todo su apoyo incondicional para poder crecer como persona y profesional. Al Ing. Kleber Malavé, que a más de ser mi Director de Tesina es una gran fuente de saber en todos los campos tanto profesionales como de la vida. Al Ing. Angel Shettino quien aparte de ser un gran amigo es quien me ha ayudado de forma profesional impulsando más mi conocimiento. A Irene por ser mi apoyo en tiempos difíciles.

Jonathan Chagerben

DEDICATORIA

La realización de esta Tesina de Grado se la dedico a Dios por ser mi guía en toda mi carrera, a mis padres Ing. Freddy Mora y Sra. Teresa Celi por ser el motor principal en mi vida, a mis hermanos por brindarme la motivación y apoyo cuando lo necesitaba. Por ellos soy lo que soy ahora.

Priscila Mora

DEDICATORIA

Esta Tesis se la dedico especialmente a mis padres, Juan Chagerben Magallanes quien es lo más querido que tengo, padre, amigo. A mi madre Martha Arteaga Bajana quien con su esfuerzo, y apoyo incondicional siempre han estado presente.

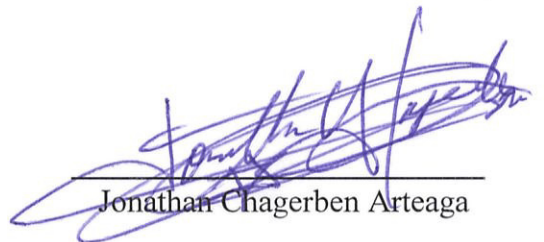
Jonathan Chagerben

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido
de esta Tesina de Grado
nos corresponde exclusivamente;
y el patrimonio intelectual de la misma
a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

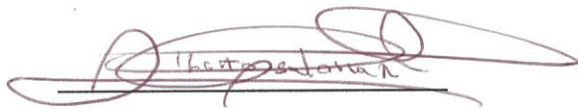


Priscila Mora Celi



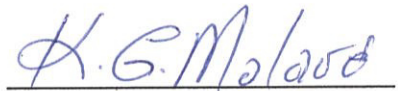
Jonathan Chagerben Arteaga

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



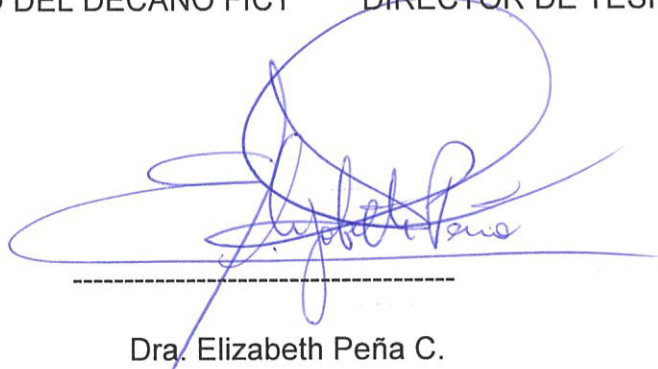
Ing. Alberto Galarza

VOCAL DELEGADO DEL DECANO FICT



Ing. Kléber Malavé

DIRECTOR DE TESINA



Dra. Elizabeth Peña C.

Decana(Encargada)-FICT

RESUMEN

El presente tema se basara en los métodos más comunes utilizados para el Tratamiento de los fluidos en superficie, teniendo en cuenta que el proceso de separación del crudo es importante en la industria petrolera con el fin de obtener crudo en mejores condiciones de producción, rigiéndose con sus respectivas normas nacionales e internacionales para un optimo funcionamiento industrial, tratando así de evitar el menor impacto ambiental.

Para el estudio de realización de este trabajo se decide determinar la importancia del sistema de tratamiento convencional y el electrostático, describiendo así el proceso del manejo de fluido desde el cabezal del pozo hasta su almacenamiento en la estación de producción.

Siendo un capitulo principal la descripción de los equipos en las instalaciones superficiales requeridas para el tratamiento aplicados a los fluidos producidos por el pozo, dando énfasis al funcionamiento y operación del separador convencional, FWKO y electrostático, teniendo en cuenta que debe ser tratada para obtener el mayor volumen de petróleo posible.

Para llegar a obtener el objetivo final del presente trabajo debemos conocer las propiedades y características de los fluidos producidos por el yacimiento, así también criterios importantes para entender los diferentes procesos y tratamientos de los fluidos.

ABREVIATURAS

m = Masa

v = Volumen

ρ = Densidad

API = American Petroleum Institute

SG = Gravedad específica

η = Viscosidad

f = Fuerza

A = Área

cSt = CentiStoke milímetros cuadrados sobre segundos

W = Agua

O = Petróleo

pH = Potencial de hidrógeno

mm = Milímetros

FWKO = Free Water Knockout

% = Porcentaje

F = Fahrenheit

Psi = Libras sobre pulgada cuadrada

°C. = Grados Celsius

Escalcontrol D = Nombre del Antiestacala en el Campo Sacha

CORRCONTROL C = Inhibidor de corrosión en el Campo Sacha

DFO -14521 = Nombre del antiespumante en el Campo Sacha

DMO- 14533 = Nombre del Demulsificante en el Campo Sacha

NTU = Nefelometric Turbidity Unit

psia = Libra por pulgada cuadrada absoluta

mg = Miligramos

l = Litros

CE = Conductividad Eléctrica

TPH = Hidrocarburos totales

DQO = Demanda química de Oxígeno

ST = Sólidos totales

Ba =Bario

Cr = Cromo

Pb = Plomo

V = Vanadio

NH₄Nu = Nitrógeno global (incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)

TPH = Hidrocarburos totales

DQO = Demanda químicos de oxígeno

C = Hidrocarburos Aromáticos Policíclico

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivos.....	2
1.1.1 Generales.....	2
1.1.2 Específicos.....	2
1.2 Metodología.....	2
2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	3
2.1. Densidad.....	3
2.1.1. Relativa o específica:.....	4
2.1.2. Absoluta:.....	4
2.2. Gravedad API.....	4
2.3. Viscosidad.....	5
2.3.1 Relativa.....	5
2.3.2 Dinámica.....	5
2.3.3 Cinemática.....	5
2.4 Solubilidad.....	5
2.5 Punto de ebullición.....	6
2.6 Punto de Congelación.....	6
2.7 Punto de Fusión.....	6
2.8 Salinidad.....	6
2.9 Emulsiones.....	6
2.9.1 Tipos de Emulsiones.....	7
2.9.1.1 Directa.....	7

2.9.2	Estabilidad de la Emulsión.....	7
2.9.3	Factores que influyen en la estabilidad de una emulsión.....	7
2.9.3.1	Cargas eléctricas	8
2.9.3.2	pH.....	8
2.9.3.3	Temperatura	9
2.9.3.4	Contenido de agua.....	9
2.9.3.5	Edad de la emulsión	9
2.9.3.6	Agente Demulsificante.....	9
2.9.3.7	Tamaño de las gotas de agua.....	10
3.	DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES SUPERFICIALES.....	11
3.1	Cabezal del pozo y Líneas de Flujo	11
3.1.1	“Bulk-Tank”.....	12
3.1.2	Bombas para Inyección de Químicos.....	12
3.2	Estación de Producción.....	13
3.2.1	Múltiple o “Manifold”	13
3.2.2	Separadores	14
3.2.2.1	Componentes del Separador Convencional	15
3.2.2.1.1	Partes Internas	15
3.2.2.1.1.1	Placa de Choque.....	15
3.2.2.1.1.2	Distribuidores de entrada	15
3.2.2.1.1.3	Ciclones.....	15
3.2.2.1.1.4	Placa rompe-espumas.....	16
3.2.2.1.1.5	Placa rompe-olas	16
3.2.2.1.1.6	Eliminadores de neblina.....	16
3.2.2.1.1.6.1	Tipo Malla.....	16
3.2.2.1.1.6.2	Tipo aleta.....	17

3.2.2.1.2	Partes Externas.....	17
3.2.2.1.2.1	Válvulas de control para sobre presión.....	17
3.2.2.1.2.2	Válvulas para control de nivel de líquido.....	17
3.2.2.1.2.3	Válvulas de seguridad y alivio.....	17
3.2.2.1	Tipos de Separador Convencional.....	18
3.2.2.1.1	Bifásicos.....	19
3.2.2.1.2	Trifásicos.....	19
3.2.2.2.1	Free Water Knockout (FWKO).....	20
3.2.2.2	Separador Electrostático.....	21
3.2.2.2.1	Función.....	21
3.2.2.2.1	Elementos.....	22
3.2.2.2.3	Operación del Separador Electrostático.....	23
3.2.2.2.4	Ventajas y Desventajas.....	23
3.2.3	Intercambiador de Calor.....	25
3.2.4	Tanques.....	25
3.2.4.1	Tipos de Tanques.....	25
3.2.4.1.1	De Lavado.....	25
3.2.4.1.2	De Reposo.....	26
3.2.4.1.3	De Almacenamiento.....	26
4.	PROCESOS PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN SUPERFICIE.....	27
4.1	Tratamiento del Fluido.....	27
4.1.1	Deshidratación.....	27
4.1.1.1	Químico.....	28
4.1.1.1.1	Tipos de Químicos.....	28
4.1.1.1.1.1	Antiescala.....	28
4.1.1.1.1.2	Inhibidor de corrosión.....	29

4.1.1.1.1.3	Antiespumante	31
4.1.1.1.1.4	Demulsificante	32
4.1.1.1.2	Puntos de Inyección	33
4.1.1	Térmico	33
4.1.2	Mecánico.....	34
4.1.3	Eléctrico	34
4.2	Tratamiento de Crudo	35
4.1.4	Mecánico.....	35
4.1.5	Térmico	36
4.1.6	Eléctrico	36
4.2	Tratamiento del Agua de Formación	36
4.3.1	Sistemas de Tratamiento:	37
4.3.1.1	Abierto	37
4.3.1.2	Cerrado.....	37
4.3.2	Equipos Empleados en el tratamiento de agua.....	37
4.3.2.1	Tanque de agua cruda	37
4.3.2.2	Tanque Clarificador	37
4.3.2.3	Tanque Sedimentador	38
4.3.2.4	Filtros	39
4.3.2.5	Tanque de agua tratada	39
4.3.3	Procedimiento aplicado en el Campo Sacha	40
4.3.3.1	Clarificación.....	41
4.3.3.2	Sedimentación.....	42
4.3.3.3	Filtración.....	43
4.4	Tratamiento del Gas.....	43
4.4.1	Manejo y recolección.....	44

4.4.2	Secado del Gas.....	44
4.4.3	Medición	45
4.4.4	Compresión de Gas	45
5.	MANEJO AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL	46
5.1	Almacenamiento de crudo	46
5.1.1	Manejo y tratamiento de descargas de fluidos	47
5.1.2	Límites Permisibles de tratamiento.....	47
5.2	Seguridad Industrial.....	49
5.3	Normas Regulatorias.....	50
5.3.1	Decreto Ejecutivo 1215.....	50
5.3.2	Planes de Emergencia. Norma SI-004	50
5.3.3	Distancias Mínimas de Seguridad que deben regir en las instalaciones. Norma SI- 006	50
5.3.4	Identificación de Tanques y Tuberías. Norma PE-SHI-009	50
5.3.5	Sistema de Agua Contra Incendio. Norma PE-SHI-018	51
5.3.6	Procedimientos de Seguridad Industrial para Limpiar Tanques. Norma SI-O16	51
5.3.7	Sistema de Drenaje. Norma SI-023.....	51
5.3.8	Manejo de Productos Químicos. Norma PE- SHI- 028	51
5.3.9	Señales de seguridad. Norma SI- 008	52
5.4	Planes de Control	52
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
6.1	Conclusiones	53
6.2	Recomendaciones	55
	Bibliografía	57

INDICE DE FIGURAS

Grafico # 1	“Bulk-Tank”.....	12
Grafico # 2	Bombas para Inyección de Químicos.....	13
Grafico # 3	Partes Internas y Externas de un Separador.....	14
Grafico # 4	Separador Bifásico.....	19
Grafico # 5	Separador Trifásico.....	20
Grafico # 6	Secciones del Separador Electrostático.....	22
Grafico # 7	Tanque Clarificador.....	38
Grafico # 8	Tanque Sedimentador.....	38
Grafico # 9	Filtros.....	39
Grafico # 10	Tanque de Agua Tratada.....	40

INDICE DE TABLAS

Tabla # 1	Estabilidad de la emulsión según el Ph.....	8
Tabla # 2	Propiedades del Antiescala ESCALCONTROL D.....	29
Tabla # 3	Propiedades del Anticorrosivo CORRCONTROL C.....	30
Tabla # 4	Propiedades del Antiespumante DFO-14521.....	31
Tabla # 5	Propiedades del Demulsificante DMO-14533.....	32
Tabla # 6	Efluente (Punto de descarga).....	48
Tabla # 7	Inmisión (Punto del receptor).....	49

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo se enfoca en el análisis de los métodos más comunes aplicados en el país para el tratamiento en superficie de los fluidos de un yacimiento con el fin de separarlo en sus tres fases: agua, petróleo y gas para obtener crudo de la mejor calidad posible. El proceso de extracción permite el levantamiento del crudo a la cabeza del pozo siguiendo por las líneas de flujo hasta la estación de producción donde ocurre el principal tratamiento, teniendo en cuenta que la separación de fases se inicia desde el pozo.

Considerando que toda actividad industrial, incluyendo la hidrocarburífera, debe causar el menor impacto ambiental, las operaciones petroleras tienen que ser amigables con el medio ambiente, lo que se consigue cumpliendo las respectivas normas nacionales e internacionales mencionadas, en el presente documento.

1.1 Objetivos

1.1.1 Generales

- Analizar los diferentes métodos actualmente utilizados en el país para el tratamiento en superficie de los fluidos producidos por el yacimiento.

1.1.2 Específicos

- Describir el proceso del manejo de fluido desde el cabezal del pozo hasta su almacenamiento en la estación de producción.
- Detallar los equipos e instalaciones necesarias para el tratamiento de fluido.
- Establecer la importancia de los sistemas de tratamiento convencional y electrostático.

1.2 Metodología

Por medio de información disponible en revistas científicas especializadas en temas hidrocarburíferos, literatura sobre ingeniería de petróleos y gas, y con la ayuda de recursos tecnológicos como: websites enfocados en el tema petrolero, hemos logrado obtener la mayor información disponible para ejecutar el presente trabajo.

2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En este capítulo analizaremos las propiedades de los fluidos producidos por el yacimiento así como los factores que rompen la emulsión presente, criterios que son esenciales para entender los diferentes procesos y tratamientos aplicados en superficie a dichos fluidos. Las principales propiedades y características se indican a continuación.

2.1. Densidad

Representa la cantidad de masa que se encuentra en una unidad determinada de volumen.

Matemáticamente la ecuación es:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (2.1)$$

Hay dos tipos de densidad:

2.1.1. Relativa o específica:

Es la relación entre las densidades de dos sustancias a iguales condiciones de presión y temperatura. Su valor es adimensional

2.1.2. Absoluta:

Es la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo.

2.2. Gravedad API

Es la medida de cuan pesado o liviano es un petróleo con respecto al agua. La ecuación es:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG-131.5} \quad (2.2)$$

Dependiendo del grado API el petróleo se puede clasificar en:

Liviano: el API es mayor a 31.5 °

Mediano: el API está entre 22.3 y 31.5 °

Pesado: si está entre 12 ° y 22.3

Extra pesado: por debajo de 12 °

(American Petroleum Institute, 1919)

2.3. Viscosidad

Es la medida de la resistencia interna de un fluido a fluir. Se origina por la fricción resultante de los efectos de cohesión y adhesión, defina por la ecuación:

$$\eta = \left(\frac{f}{A} \right) / \left(\frac{dv_x}{dz} \right) \quad (2.3)$$

Se clasifica en:

2.3.1 Relativa

Es la relación entre dos viscosidades y compara la de una sustancia con respecto a la del agua. Es adimensional.

2.3.2 Dinámica

Es la que tiene un fluido en movimiento. También se la conoce como absoluta.

2.3.3 Cinemática

Es la razón entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. La unidad es el centiStoke cSt que es igual a [mm²/s].

2.4 Solubilidad

Es la cantidad máxima de una sustancia disuelta en un disolvente a determinadas condiciones de presión y temperatura.

2.5 Punto de ebullición

Temperatura a la cual una sustancia cambia de estado líquido a gaseoso.

2.6 Punto de Congelación

Temperatura a la cual una sustancia cambia de fase líquido a sólido.

2.7 Punto de Fusión

Temperatura a la cual el sólido se derrite para convertirse en líquido.

2.8 Salinidad

Representa la cantidad de sales disueltas presentes en una sustancia.

2.9 Emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles uno de los cuales se encuentra disperso en forma de gotas dentro del otro. (Becher, Emulsions: Theory and Practice, 1977). Los requerimientos para que exista emulsión son.

- Presencia de dos líquidos inmiscibles
- Agitación suficiente para que uno de los líquidos se disperse en pequeñas gotas
- Un emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

2.9.1 Tipos de Emulsiones

Las emulsiones de agua y petróleo se encuentran en dos formas diferentes.

2.9.1.1 Directa

También se conoce como emulsión agua en petróleo (W/O) y está constituida por minúsculas gotas de agua dispersa o suspendida dentro del petróleo.

2.9.1.2 Inversa

Conocida como emulsión petróleo en agua (O/W). La fase dispersa es petróleo presente en pequeños glóbulos y la continua es el agua.

2.9.2 Estabilidad de la Emulsión

Es la capacidad de una emulsión para que su grado de dispersión se mantenga constante durante un tiempo determinado. Algunas emulsiones estables pueden requerir semanas o meses para romperse si permanecen sin tratamiento en un tanque.

(Becher, Emulsions: Theory and Practice, 1977)

2.9.3 Factores que influyen en la estabilidad de una emulsión

La estabilidad de las emulsiones depende de varios factores que influyen en la facilidad con que el petróleo y el agua se emulsificarán. Algunos son:

2.9.3.1 Cargas eléctricas

Cuando las partículas están cargadas eléctricamente originan estabilidad en la emulsión debido a la respectiva atracción. Las gotas se polarizan y aumentan de tamaño.

2.9.3.2 pH

La medición de la acidez determina la estabilidad de la emulsión.

En la tabla 1 constan diferentes tipos de emulsiones y su respectiva estabilidad en función del pH.

La inestabilidad de la emulsión se conoce cuando esta posee un pH 10.5

Ph	Tipo de emulsión	Estabilidad de emulsión
3,0	Agua- petróleo	Alta
6,0	Agua- petróleo	Alta
10,0	Agua- petróleo	Baja
10,5	Ninguna	Inestable
11,0	Petróleo – Agua	Baja
13,0	Petróleo – Agua	Baja

Tabla #1. **Estabilidad de la emulsión según el pH**

Fuente: Phd. Guido Yáñez

Elaborado por: Phd. Guido Yáñez

2.9.3.3 Temperatura

La estabilidad de una emulsión varía con la temperatura. Cuando incrementa disminuye la viscosidad del fluido provocando la ruptura de la emulsión. Si la temperatura desciende, la viscosidad aumenta originando estabilidad.

2.9.3.4 Contenido de agua

Tiene un efecto indirecto en la estabilidad para un determinado volumen de crudo y agua. Mientras mayor sea el contenido de agua mayor será la estabilidad de la emulsión.

2.9.3.5 Edad de la emulsión

Es el periodo de tiempo durante el cual un fluido emulsionado está almacenado.

2.9.3.6 Agente Demulsificante

Actúa en la interface agua-petróleo, provocando la floculación y coalescencia de la fase dispersa vertiginosamente. (Salager, 2004)

El objetivo de la floculación es la separación de una solución para eliminar un sedimento de un fluido. (Layrisse, Deshidratacion y desalacion de crudos, 1984)

Por medio de la coalescencia las gotas de agua se atraen, adquiriendo mayor volumen para después sedimentarse. (Layrisse, Deshidratacion y desalacion de crudos, 1984)

2.9.3.7 Tamaño de las gotas de agua

Este factor es importante en la estabilidad de la emulsión, contribuyendo al asentamiento del agua. Cuando la gota posee 0.01 mm de diámetro la emulsión es estable y si el diámetro aumenta, la velocidad de asentamiento aumentara significativamente.

3. DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES SUPERFICIALES

Las instalaciones superficiales y los equipos requeridos en las mismas para el tratamiento de los fluidos producidos por el pozo con el fin de lograr la mejor separación posible de las fases se describen a continuación dando énfasis principalmente al funcionamiento y operación del separador electrostático.

3.1 Cabezal del pozo y Líneas de Flujo

Desde la locación del pozo, es decir a partir del cabezal y por las líneas de flujo se inicia el proceso de tratamiento del fluido producido para lo cual generalmente se instala en ese lugar el “Bulk-Tank” y las bombas de inyección para químico

3.1.1 “Bulk-Tank”

Son recipientes especiales fabricados de poliuretano que contienen los químicos requeridos en los diferentes puntos de tratamiento. Están calibrados en litros y su capacidad es de 250 galones. Se pueden instalar tanto en la locación del pozo como en la estación de producción. En la Fig. 1 se muestra su configuración.

Fig. 1 “Bulk-Tank”



Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

3.1.2 Bombas para Inyección de Químicos

Sirven para inyectar químicos desde el “Bulk-Tank”, en cualquier parte del sistema de producción a una tasa proporcional a la producción del pozo y a la naturaleza de los fluidos producidos. Las bombas, tipo pistón, son accionadas por un motor eléctrico y se muestra en la Fig. 2

Fig. 2 Bombas Testing



Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

3.2 Estación de Producción

Es una instalación industrial donde llegan los fluidos del yacimiento para ser tratados y separarlos en sus tres fases: agua, petróleo y gas y posteriormente almacenarlo.

Con ese propósito dispone de los siguientes equipos:

3.2.1 Múltiple o “Manifold”

Conjunto de válvulas y tuberías, utilizado para manejar el flujo de distintos pozos en la estación de producción, direccionándolo a los respectivos separadores. Sus componentes son:

- Válvula “check”
- Válvula de 3 vías
- Manómetro

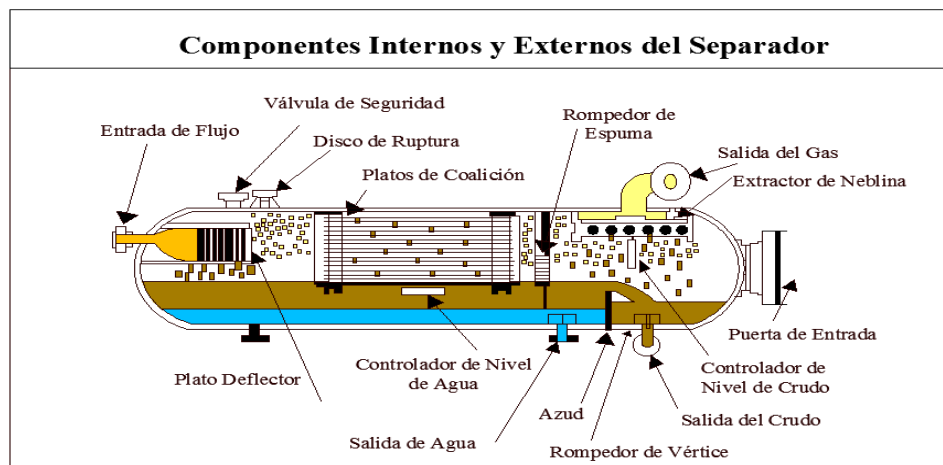
3.2.2 Separadores

Es un recipiente esférico o cilíndrico a presión utilizado para separar una corriente de fases, mezcla gaseosa y líquida, que se encuentra a determinadas presiones y temperatura. (Vernon, 2001)

Se fabrican con aceros especiales, inoxidable y otras aleaciones cuyas características corresponden a criterios establecidos. Para el diseño se debe tener en cuenta la aplicación de la norma API SPECIFICATION 12 J y pueden operar con presiones bajas, medianas o altas. En este trabajo se consideran los separadores convencionales, FWKO y electrostático.

El primer tipo se muestra en la Fig 3.

Fig. 3 Partes internas y externas de un Separador



Fuente: Realizado por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

3.2.2.1 Componentes del Separador Convencional

3.2.2.1.1 Partes Internas

Las principales Partes Internas son:

3.2.2.1.1.1 Placa de Choque

Se ubica en la entrada del separador con el fin de lograr la separación primaria del fluido, que cuando ingresa choca contra la superficie de la placa ocasionando que las gotas líquidas pequeñas se unan entre sí y caigan al fondo como gotas más grandes. El gas asciende y sale por las respectivas líneas de descarga. En el proceso se cumple el principio de separación por gravedad. (Martinez, 1991)

3.2.2.1.1.2 Distribuidores de entrada

Son accesorios colocados perpendicularmente a la boquilla de entrada para producir la primera separación mecánica de las fases por el cambio en la dirección de flujo de la corriente que ingresa. (PDVSA, Separadores Líquido- Vapor, 1991)

3.2.2.1.1.3 Ciclones

Permiten que se efectúe separación mecánica gracias a la fuerza centrífuga que ejerce sobre las partículas originando el movimiento giratorio sobre la corriente de fluido (Martinez, 1991).

3.2.2.1.1.4 Placa rompe-espumas

Consiste en una serie de placas paralelas longitudinales direccionadoras del flujo colocadas en la zona de retención de líquidos evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido, colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar espuma. (Martinez, 1991)

3.2.2.1.1.5 Placa rompe-olas

Impide la propagación de las ondulaciones y cambios de nivel del fluido en dirección longitudinal, producidos por la entrada de tapones de líquido dentro del separador. (PDVSA, Separadores Líquido- Vapor, 2005)

3.2.2.1.1.6 Eliminadores de neblina

Los eliminadores de neblina retiene las gotas líquidas remanentes en el gas y pueden ser

3.2.2.1.1.6.1 Tipo Malla

Su objetivo es atrapar las gotas de líquidos arrastradas por el gas antes de salir del separador. Pueden ser mallas plásticas o metálicas. (PDVSA, Separadores Líquido- Vapor, 1991)

3.2.2.1.1.6.2 Tipo aleta

El propósito es recuperar las gotas líquidas que van en la corriente de gas. Consiste en un laberinto formado por láminas de metal colocadas en forma paralela, con una serie de bolsillos para recolectar líquidos. (Vernon, 2001)

3.2.2.1.2 Partes Externas

Las partes externas son las siguientes:

3.2.2.1.2.1 Válvulas de control para sobre presión

Controlan la presión de operación del separador y van ubicadas en la tubería de descarga del gas. Está formado por un piloto que consta de tornillo de ajuste, el diafragma y la válvula.

3.2.2.1.2.2 Válvulas para control de nivel de líquido

Controlan los niveles de los líquidos dentro del separador abriendo o cerrando la válvula que permite la acumulación y descarga de los mismos. Ubicadas en la línea de salida de líquido del separador y se regulan mediante un control de nivel.

3.2.2.1.2.3 Válvulas de seguridad y alivio

Protege la integridad física del separador contra alta presiones y se calibran con valores mayores a los de operación.

3.2.2.1 Tipos de Separador Convencional

Pueden ser:

Por el número de fase a separar:

- Bifásicos
- Trifásicos

Por su forma:

- Verticales
- Horizontales
- Esféricos

Por presiones de operación:

- Baja
- Mediana
- Alta

Los separadores se fabrican principalmente considerando el número de fases que manejarán. Por esta razón los más utilizados en el país son los bifásicos y trifásicos, cuyas principales características son.

3.2.2.1.1 Bifásicos

Son recipientes cuyo objetivo es separar el fluido producido en dos fases líquido y gas permitiendo que el líquido quede libre de gas. Se muestra en la Fig. 4 se muestra este tipo de separador.

Fig. 4 Separador Bifásico



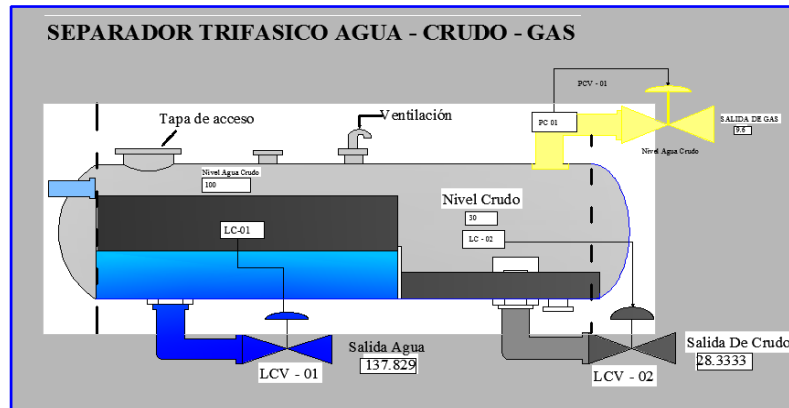
Fuente: Compañía Bondall

3.2.2.1.2 Trifásicos

Separan gas, petróleo y agua que puede ser libre. En cuyo caso se llama Free Water Knockout, FWKO, y utilizados principalmente en procesos donde el agua fluye libre, es decir no está emulsionada con el petróleo. (Standard, 1999)

En la Fig. 5 se indica el quipo trifásico que se utilizan en campos donde la producción es baja y esta emulsionada con el crudo.

Fig. 5 Separador Trifásico



Fuente: Realizado por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

Para su operación el separador tiene una entrada principal de fluidos y salidas para agua, petróleo y gas. Un medidor de orificio ubicado en la línea respectiva registra el volumen de gas que se genera en el proceso, mientras que turbinas de desplazamiento positivo colocadas en la línea de descarga de petróleo permiten determinar el volumen producido. Adicionalmente se instalan elementos de control para regular las condiciones de operación de acuerdo a los volúmenes producidos y a las presiones manejadas.

3.2.2.2.1 Free Water Knockout (FWKO)

El fluido conteniendo agua libre ingresa al separador y golpea en la placa deflectora iniciándose la separación líquido-gas. El flujo líquido se direcciona al espacio entre las interfases gas- petróleo y petróleo-agua debido a la fuerza de gravedad. El agua libre cae al fondo y el petróleo queda entre esas dos fases: gas y agua

Los líquidos petróleo y agua libre salen del separador a través de las respectivas válvulas de descarga. El agua libre fluye por una tubería localizada en la parte inferior del recipiente. El controlador de nivel mide la altura de la interfase petróleo-agua y cuando es necesario envía una señal a la válvula de descarga del agua, para que abra y salga del separador un volumen dado de agua libre, sin que ocurra descarga de petróleo. La presión en el FWKO se controla en un manómetro que registra los cambios de presión que pueden ocurrir en el separador.

3.2.2.2 Separador Electrostático

Son recipientes cilíndricos horizontales, provistos internamente de dos electrodos que inducen corriente eléctrica al crudo en el interior del separador. Promueven la coalescencia de las diminutas gotas de agua dispersas en el petróleo para formar una gota de mayor tamaño. (Layrisse, Deshidratación y desalación de crudos pesados y extrapesados mediante separadores electrostáticos, 1984)

3.2.2.2.1 Función

El principio electrostático de funcionamiento del separador se basa en la estructura de la molécula de agua que pertenece a un campo eléctrico. Utiliza corriente alterna y/o continua para que el agua dispersa en el petróleo coalesca y se deposite en el fondo del recipiente. Manejan transformadores que al generar energía electrostática agrupan las moléculas de agua con el principal objetivo de que caigan por densidad.

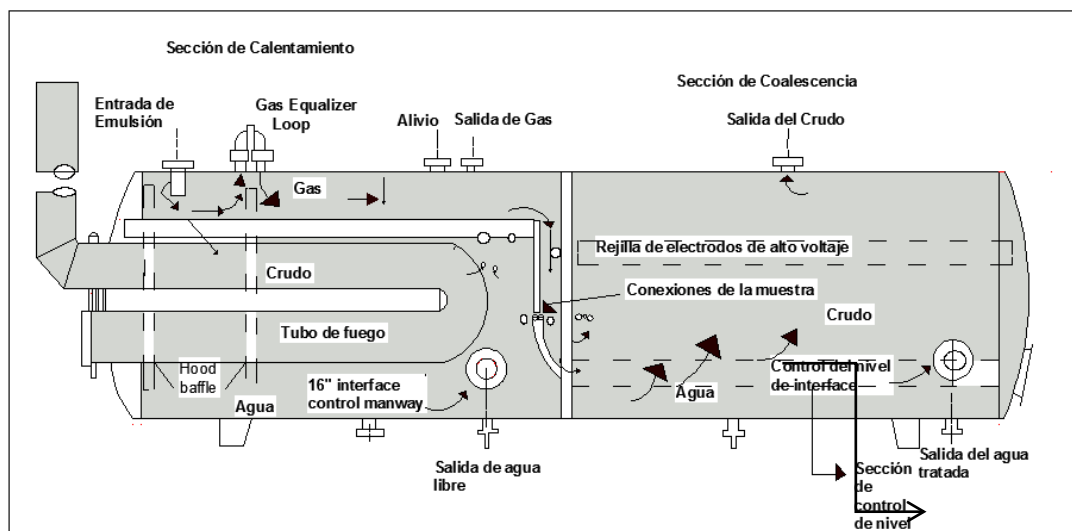
3.2.2.2.1 Elementos

Un separador electrostático, mostrado en la Fig. 3.3.2 se divide en 3 secciones:

- De calentamiento.- Ocupa el 50% de longitud de equipo.
- Central o control de nivel.- ubicada en la zona inferior a la de calentamiento y abarca el 10% de la longitud.
- De asentamiento o de coalescencia.- Ocupa el 40% de la longitud del separador

Las parrillas o rejillas de electrodos de alto voltaje están situada por arriba de la interfase agua- petróleo.

Fig. 5 Secciones del Separador Electrostático



Fuente: Realizado por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

3.2.2.2.3 Operación del Separador Electrostático

El crudo entra al recipiente y se reparte uniformemente pasando por un distribuidor que ocupa todo el largo del equipo. El crudo fluye hacia la parte superior pasando por el colchón de agua donde se lava. Las gotas de agua dispersas se unen entre si depositándose en el fondo del separador.

El crudo y el agua se separan mediante el funcionamiento de un sistema de transformadores que elevan la corriente eléctrica a un alto potencial, obteniéndose corriente continua que alimenta a dos electrodos de polaridad opuesta. Debido a la bipolaridad las moléculas de agua son atraídas a los polos opuestos ocasionando un choque entre sí, formando moléculas de mayor peso y facilitándose su precipitación.

Los separadores utilizan la propiedad de que el agua es una molécula dipolar para lograr que las pequeñas gotas se asocien, aumenten de tamaño y precipiten al fondo del recipiente.

3.2.2.2.4 Ventajas y Desventajas

Ventajas

- Se obtiene una mejor calidad en la separación del agua y mayor flexibilidad en variaciones del volumen de producción.

- El tiempo de residencia asociado es relativamente corto.
- Su operación no es afectada por las características del petróleo, agentes emulsionantes o agua.
- Se requiere pequeñas cantidades de químicos.
- La emulsión se rompe a bajas temperaturas y por debajo de las requeridas en otros equipos de separación y general mente por debajo de las requeridas en otros equipos de
- La emulsión se puede romper por debajo de temperaturas requeridas en otros equipos de separación
- Mejor control de contaminantes en el agua de desecho.
- Agita grandes cantidades de agua.

Desventajas

- Supervisión constante.
- Sistemas de control sofisticados.
- Gastos por mantenimiento y consumo de energía.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores en paralelo y con diferentes principios de operación.
- Se debe instalar sistemas de carga para un mejor control de flujo.
- La operación se cumple en condiciones de flujos estables y controlados.

3.2.3 Intercambiador de Calor

Es un equipo para enfriar un fluido más caliente de lo deseado transfiriendo el calor a otro que debe ser calentado. La transferencia de calor se realiza a través de una pared metálica o de un tubo que separa ambos fluidos. Se fabrican a diferentes condiciones de operación de presión y temperatura. El fluido que se utiliza es aceite térmico que ingresa al equipo a temperaturas entre 260 a 265 F y presión de 35 a 38 Psi, saliendo con 200 o 205 F y presión de 30 a 35 Psi. (Ashrae, 1981)

3.2.4 Tanques

Son depósitos de acero de forma cilíndrica diseñados para procesar y/o contener hidrocarburos líquidos generalmente a presiones atmosféricas o bajas.

Cumple las siguientes funciones:

- Separar agua del crudo por acción de la diferencia de densidades.
- Medir la producción de pozos y/o campos.

3.2.4.1 Tipos de Tanques

3.2.4.1.1 De Lavado

Separa el agua todavía remanente en el petróleo, completando el proceso de deshidratación del crudo en superficie. Trabajan a una presión cercana a la atmosférica.

3.2.4.1.2 De Reposo

Permite el asentamiento de los fluidos por gravedad de acuerdo a sus diferentes densidades, ocasionando que el agua se deposite en el fondo del tanque. La capacidad varía de acuerdo al volumen manejado en cada estación o campo. Las principales Funciones son:

- Separar agua residual mediante la acción gravitacional.
- Drenar el agua separada.
- Disminuir temperatura del fluido.

3.2.4.1.3 De Almacenamiento

Recibe el fluido del tanque de reposo y lo almacena para ser bombeado a un oleoducto o refinería.

4. PROCESOS PARA EL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN SUPERFICIE

Los diferentes tipos de tratamientos aplicados a los fluidos producidos por un pozo con el fin de obtener el mayor volumen posible de crudo se analizan a continuación.

4.1 Tratamiento del Fluido

Se inicia desde la locación del pozo y concluye cuando el fluido limpio (petróleo) se deposita en el tanque de almacenamiento, cumpliéndose los procesos descritos a continuación.

4.1.1 Deshidratación

Puede llevarse a cabo mediante tratamientos como: Químico, Térmico, Mecánico y Eléctrico.

4.1.1.1 Químico

Consiste en el agregado de productos químicos al fluido del yacimiento, en algunas ocasiones desde el cabezal del pozo, para romper principalmente la emulsión. Funcionan ayudando a la coalescencia de la fase dispersa y permitiendo su decantación por gravedad. (Perry, 1995)

Para obtener un buen tratamiento químico se debe considerar:

- El mejor demulsificante para neutralizar el efecto del agente emulsionante.
- Un sistema que permita la mezcla del químico con la emulsión para romperla.

4.1.1.1.1 Tipos de Químicos

En la industria petrolera se dispone de químicos como: antiescala, inhibidor de corrosión, antiespumante y demulsificante que cumplen determinados objetivos.

4.1.1.1.1.1 Antiescala

Su función es evitar la precipitación de Carbonatos de Calcio y/o de Magnesio presentes en el agua de formación, en las tuberías y equipos superficiales. Sus principales características son:

- **Componente:** Es el ácido Fosfórico Penta Metileno con un contenido del 45 al 50% de concentración. (Custer, 2013)
- **Riesgos:** Perjudicial si se ingiere. Puede causar reacción alérgica en la piel. (Custer, 2013)

- **Estabilidad y Reactividad**

- ✓ Estable a condiciones normales de almacenamiento (Custer, 2013)
- ✓ Situaciones a evitar: Fuentes de ignición (Custer, 2013)

En la tabla 2 se muestra las diferentes propiedades físicas y químicas del Antiescala ESCALCONTROL D.

Propiedades Físicas y Químicas	
Apariencia= Liquido	Color= Transparente
Olor/ Sabor: Pungente	Solubilidad en Agua= Si
Gravedad Especifica (Agua=1)= 1.100- 1.111 @ 20°C. pH=3.5-4.5	

Tabla #2. Propiedades del Antiescala Escalcontrol D

Fuente: Compañía Interoc Custer

Elaborado por: Compañía Interoc Custer

4.1.1.1.2 Inhibidor de corrosión

Protege la superficie del metal contra los agentes corrosivos formando una capa aislante en las paredes internas de la tubería por donde se transporta el fluido. Las principales características son:

- **Componente:** Metanol con un contenido del 1 al 5% en concentración.
(Custer, 2013)

- **Riesgos: Inflamable:** nocivo por inhalación, irrita las vías respiratorias, provoca quemaduras. (Custer, 2013)
- **Estabilidad y Reactividad**
 - ❖ Estable en condiciones normales de almacenamiento. (Custer, 2013)
 - ❖ Situaciones a evitar: Fuentes de ignición. (Custer, 2013)
 - ❖ Materiales a evitar: Agentes oxidantes fuertes. (Custer, 2013)

Factores que se deben considerar para seleccionar un buen anticorrosivo

- Resistencia de la película aislante a la erosión por flujo.
- Buen desempeño frente a los agentes agresivos.
- Tendencia a formar emulsiones.
- Bombeable a temperatura de operación.

En la tabla 3 se muestra las diferentes propiedades físicas y químicas del inhibidor de corrosión CORRCONTROL C.

Propiedades Físicas y Químicas	
Apariencia= Líquido	Color= Ámbar
Olor/ Sabor: Mercaptano	Solubilidad en Agua= Si
Gravedad Específica (Agua=1)= 0.97 @ 60 F pH= 4.2	

Tabla #3. Propiedades CORRCONTROL C

Fuente: Compañía Interoc Custer

Elaborado por: Compañía Interoc Custer

4.1.1.1.3 Antiespumante

Se utiliza para remover o eliminar la espuma, que cuando está presente en el fluido puede originar problemas en el interior de los separadores sea de producción, FWKO o electrostático. Sus principales características son:

- **Componentes:** Nafta con un contenido del 60 al 85% y Silicona en un 10 al 15% en concentración. (Hughes, 2000)
- **Riesgos:** Inflamable, causa quemaduras, irrita el sistema respiratorio. (Hughes, 2000)
- **Estabilidad y Reactividad**
 - ❖ Normalmente estable. (Hughes, 2000)
 - ❖ Evitar: Fuentes de ignición y fuerte agentes oxidantes. (Hughes, 2000)

En la tabla 4 se presentan las diferentes propiedades físicas y químicas del Antiespumante DFO -14521.

Propiedades Físicas y Químicas	
Apariencia= Líquido	Color= Amarillo Claro
Olor/ Sabor: Aromático	Solubilidad en Agua= No
Gravedad Específica (Agua=1)= 0.84-0.86 @ 25°C	

Tabla #4. Propiedades DFO- 14521

Fuente: Compañía Baker Hughes.
Elaborado por: Compañía Baker Hughes

4.1.1.1.4 Demulsificante

Es un químico que interactúa directamente contra el agente emulsionante en la interfase petróleo/agua, ayudando a la coalescencia al disminuir la tensión superficial. Por ser de acción continua y cuando sea necesario se puede inyectarse desde el cabezal del pozo.

- **Componente:** Xileno con un contenido del 40 al 45% en concentración.
- **Riesgos:** Inflamable, causa irritación a la piel y al sistema respiratorio.
- **Estabilidad y Reactividad:**
 - ❖ Estable en condiciones normales de almacenamiento.
 - ❖ Situaciones a evitar: Fuentes de ignición y Agentes Oxidantes

En la tabla 5 se muestra las diferentes propiedades físicas y químicas del Demulsificante DMO- 14533.

Propiedades Físicas y Químicas	
Apariencia= Líquido	Color= Amarillo o Ámbar
Olor/ Sabor: Aromático	Solubilidad en Agua= No
Gravedad Específica (Agua)= 0.89-0.91 @ 25°C	

Tabla# 5. Propiedades del Demulsificante DMO- 1453

Fuente: Compañía Baker Hughes
Elaborado por: Compañía Baker Hughes

Además el demulsificante que se seleccione debe cumplir los siguientes requisitos:

- ❖ Obtener crudo dentro de especificaciones.
- ❖ Mantener bien definida la interfase agua/petróleo
- ❖ El agua sedimentada debe ser cristalina.

Para tratar el fluido en el Campo Sacha se utilizan todos los químicos mencionados anteriormente.

4.1.1.1.2 Puntos de Inyección

Los principales son:

- En las líneas de flujo desde el cabezal del pozo hasta llegar a los separadores.
- Entre el separador y el tanque de almacenamiento.

4.1.1 Térmico

Es el método de separación de agua del petróleo mediante el incremento de la temperatura de los fluidos con el fin de romper la emulsión cumpliendo (Investing, 1999), las siguientes funciones:

- Aumentar la dispersión del agente demulsificante en la fase petróleo y la solubilidad del crudo en el agente emulsionante.
- Incrementar la velocidad de acción con la que un demulsificante se deposita en la fase agua.

La adición de calor sobre el fluido aumenta la cantidad de energía en el sistema produciendo corrientes térmicas que originan el choque entre las gotas de agua, que coalescen permitiendo que se rompa la emulsión.

4.1.2 Mecánico

El objetivo es separar sólidos presentes en la fase líquida gracias a la acción de la fuerza centrífuga, utilizando equipos diseñados para lograr separación entre fases de una solución que se encuentran como mezcla heterogénea y que luego de la centrifugación se separan por diferencia de densidades.

Emplea como principio básico la aplicación de una fuerza centrífuga que dependiendo de la rotación provista por el equipo puede llegar a ser mayor que la gravedad, es decir la precipitación gravitacional permite que los sólidos se separen del agua.

4.1.3 Eléctrico

Consiste en la aplicación de un campo electrostático continuo y de calor para elongar las gotas de agua que se mueven hacia los electrodos, coalesciendo, cayendo por gravedad al aumentar la velocidad y debilitando la película del agente emulsionante.

El fenómeno se da porque las partículas suspendidas en un medio con una constante dieléctrica menor (W/O), son atraídas y forman un campo electrostático de alto voltaje.

4.2 Tratamiento de Crudo

Las opciones para tratar el petróleo son:

4.1.4 Mecánico

Comprende el filtrado, la centrifugación y la sedimentación o asentamiento por gravedad.

- **Filtrado.-** Consiste en pasar el fluido a través de un medio adecuado para contener las partículas de agua y ayudar a su retención y decantación. Además se requiere cuando existe una emulsión muy viscosa que necesita tiempo para su separación.
- **Centrifugación.-** A través de ella la fuerza de gravedad se acelera muchas veces y la separación del petróleo y del agua ocurrirá menor tiempo. La eficiencia depende directamente de las densidades de los líquidos.

- **Sedimentación.-** Se basa en la separación por gravedad debido a las diferencias de densidades entre petróleo y agua. Es más efectiva cuando la emulsión se rompe por algún otro tipo de tratamiento.

4.1.5 Térmico

El calor aumenta el movimiento del fluido ocasionando que las gotas choquen con más frecuencia y mayor fuerza; además reduce la viscosidad del petróleo en la fase continua y al mismo tiempo permite que el agua precipite más rápido.

4.1.6 Eléctrico

Utilizado cuando los costos del tratamiento químico resultan excesivos y mediante la aplicación de energía eléctrica es posible eliminar o reducir la inyección de productos químicos. Mientras mayor resistividad tenga el medio (petróleo) es mayor el campo eléctrico que puede soportar sin romperse y por lo tanto las fuerzas que producen la coalescencia son mayores.

4.2 Tratamiento del Agua de Formación

Para el agua se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

4.3.1 Sistemas de Tratamiento:

4.3.1.1 Abierto

Sistema donde se busca airear el agua con el fin de introducir oxígeno para que los componentes solubles del hierro y del manganeso se oxiden y precipiten.

4.3.1.2 Cerrado

Evita el contacto del agua con el oxígeno. Cuando se manejan altos volúmenes de agua es necesario implementar los sistemas cerrados para tener un buen control de los riesgos de daño en los equipos de bombeo e instalaciones superficiales, que podrían originar altos costos de mantenimiento y o reparación.

4.3.2 Equipos Empleados en el tratamiento de agua

De manera secuencial son:

4.3.2.1 Tanque de agua cruda

En este depósito se inicia el tratamiento del agua proveniente del tanque de lavado.

Separa las trazas de crudo que podrían ingresar a la planta donde se tratará el agua.

4.3.2.2 Tanque Clarificador

Procesa el flujo que viene del tanque de agua cruda y mediante la inyección de coagulante se inicia la primera etapa de separación sólido/líquido en base a la sedimentación debido a la acción de la gravedad.

Fig. 6 Tanque Clarificador



Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

4.3.2.3 Tanque Sedimentador

La sedimentación se da porque en el interior existen “baffles” para que las pequeñas partículas sólidas se adhieran en las espirales de los mismos. La segunda etapa de separación solido/liquido se logra inyectando floculante en la línea de entrada al tanque.

Fig. 7 Tanque Sedimentador

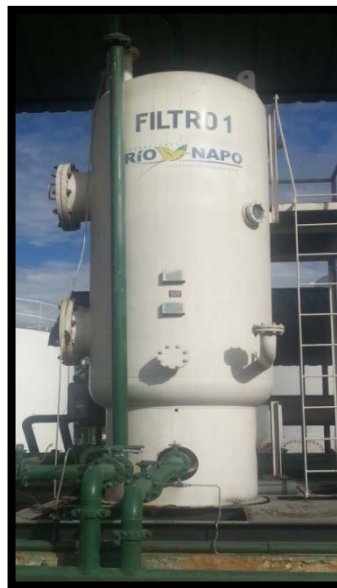


Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

4.3.2.4 Filtros

Separa las partículas de una densidad próxima a la del agua y de baja velocidad de depositación, que no se remueven en el tanque sedimentador.

Fig. 8 Filtros



Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

4.3.2.5 Tanque de agua tratada

El agua proveniente de los filtros llega al tanque de agua tratada donde se almacena ya clarificada y lista para ser re- o inyectada.

Fig. 9 Tanque de Agua Tratada

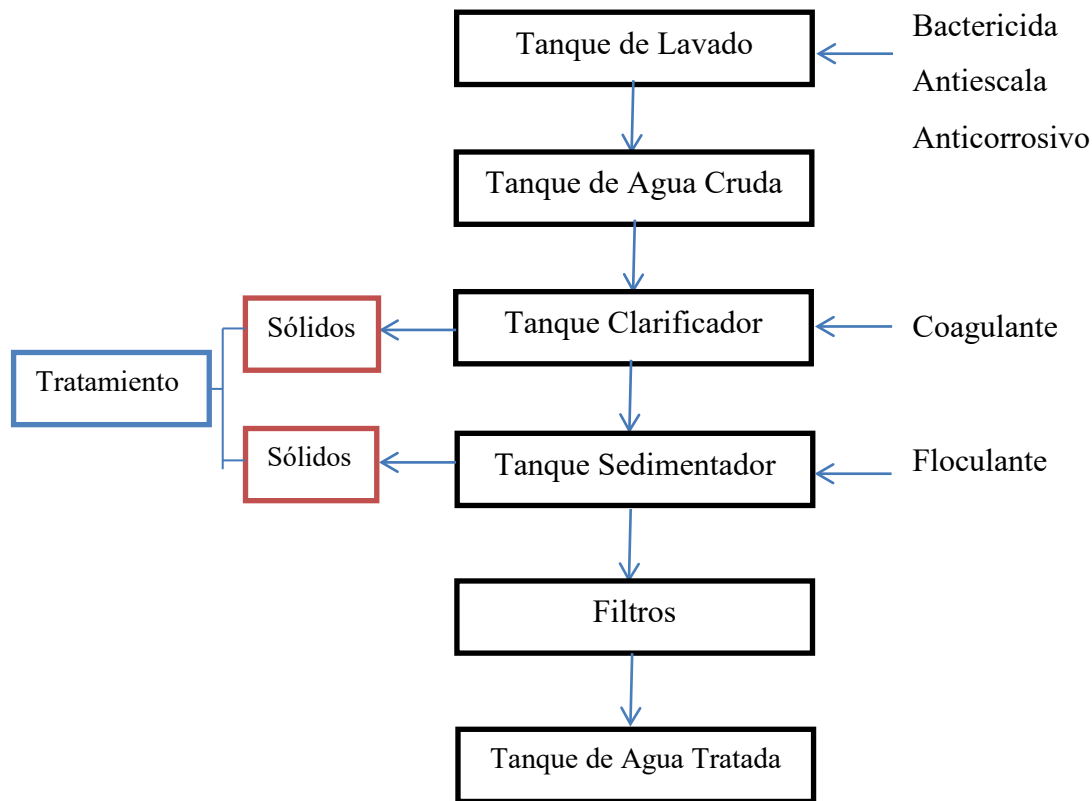


Fuente: Fotografiada por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

4.3.3 Procedimiento aplicado en el Campo Sacha

En el diagrama se muestra un esquema del tratamiento dado al agua de formación en el Campo Sacha, con el fin de que se cumplan las condiciones requeridas para la inyección del fluido. Los principales procesos son:

Fig. 10 Proceso del Tratamiento al Agua de Formación en el Campo Sacha



Fuente: Realizado por Priscila Mora, Jonathan Chagerben

4.3.3.1 Clarificación

Para la clarificación del agua se requiere desestabilizar los coloides presentes en la misma, aumentar el tamaño de las partículas con la floculación y finalmente lograr la separación solido-liquido. Con este fin se utiliza una unidad de clarificación donde la eficiencia de separación se incrementa mediante coagulación y floculación.

- **Coagulación.-** Es la desestabilización producida por compresión de las dobles partículas que rodean a las coloidales y su estabilidad depende de los efectos de su carga eléctrica. Las partículas coloidales pueden ser arcillas, óxidos metálicos hidratados y bacterias.

El propósito del coagulante es disminuir o eliminar el consumo de sales metálicas, producir un floculo denso de fácil sedimentación, aumentar la eficiencia en los clarificadores y mejorar la calidad del agua tratada.

- **Floculación.-** Consiste en unir las partículas desestabilizadas o coaguladas para que aumenten de tamaño, tengan peso específico superior al agua y compacten el floculo. para producir una baja concentración volumétrica que permite una alta eficiencia en la fase de separación (sedimentación).

El floculante promueve la formación de flóculos grandes, fuertes, de amplia capacidad de barrido y alta sedimentación.

4.3.3.2 Sedimentación

Realiza la separación de las partículas más densas que el agua y con suficiente velocidad de sedimentación para que lleguen al fondo del respectivo tanque en un tiempo aceptable. La sedimentación ocurre en una suspensión diluida de partículas

que tienen poca tendencia a flocular y que no están influenciadas por la presencia de otros sólidos, sino por las propiedades del fluido y sus propias características.

4.3.3.3 Filtración

El agua producida pasa por un lecho poroso de arena donde los sólidos suspendidos quedan atrapados en el medio filtrante de donde son removidos. Se obtiene un efluente con una turbidez menor a 1 NTU.

- Los filtros tienen las siguientes características:
 - ❖ Trabajan por gravedad o con presión.
 - ❖ Utilizan 3 lechos filtrantes: grueso, medio y fino.
 - ❖ Los sólidos quedan atrapados en el filtro y se remueven lavándolo en contraflujo.
 - ❖ Gran capacidad filtrante.

4.4 Tratamiento del Gas

El gas se acondiciona ya sea para procesos petroquímicos o para la venta, debiendo tener un límite máximo de contenido de agua y valores muy bajos de oxígeno, dióxido de carbono, nitrógeno y contenido de azufre. Los principales procesos a los cuales está sometido el gas son:

4.4.1 Manejo y recolección

El manejo de gas debe ser metódico por su grado de explosividad y volatibilidad; es necesario garantizar la hermeticidad de los recipientes que lo contienen requiriéndose materiales y equipos de alta calidad.

Una primera etapa del proceso es la separación de líquidos e impurezas que se logra en los separadores; a medida que el gas se enfría pierde presión y generan líquidos los cuales deben ser retirados del fluido.

El gas separado del petróleo se recolecta mediante gasoductos que lo llevan a las plantas compresoras. En las líneas de gas se deben colocar trampas para agua que recogen y retiran los líquidos presentes. Si el gasoducto trabaja al vacío es necesario impedir la entrada de aire porque genera recalentamiento de las máquinas compresoras y peligro de explosión.

4.4.2 Secado del Gas

Para secarlo el gas debe pasar por un choque (estrangulador) generándose después una súbita expansión lo cual hace que el gas se enfríe y condense los productos líquidos, efecto que se conoce como de Joule -Thompson.

Otro método es el tratamiento con Glicol que consiste en hacer pasar el gas por una torre conteniendo dicho producto el cual absorbe el agua dejando seco al gas.

4.4.3 Medición

Para medir la cantidad de gas la industria hidrocarburifera utiliza equipos especiales de medición, considerando presión 14.65 psia y temperatura 60°F y factores como: temperatura fluyente, gravedad específica, desviación de las leyes de gas y grado de exactitud requerido.

4.4.4 Compresión de Gas

Las máquinas compresoras de gas tienen dos componentes principales: el motor que utiliza como combustible el mismo fluido y el compresor que recibe gas a baja presión y lo entrega con los valores requeridos por las respectivas plantas. La compresión de gas genera calor y por ello es necesario someterlo a enfriamiento entre etapas.

5. MANEJO AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL

Para el control y manejo ambiental dentro de la industria petrolera es importante cumplir las normativas y leyes regulatorias vigentes para el correcto manejo y tratamiento en superficie de los fluidos producidos.

5.1 Almacenamiento de crudo

Se debe cumplir las siguientes recomendaciones:

- Los tanques de almacenamiento de crudo deben ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que causen filtraciones de petróleo que contaminarían el ambiente; además es necesario realizar periódicamente limpiezas para eliminar lodos y sólidos que con el tiempo se pueden depositar. (Noboa, 2014)

- Todos los equipos mecánicos como: tanques, tuberías, motores eléctricos o de combustión interna así como compresores, bombas y conexiones eléctricas, deben estar conectados a tierra. (Noboa, 2014)

5.1.1 Manejo y tratamiento de descargas de fluidos

Toda instalación petrolera debe tener un sistema de segregación de drenaje con el fin de que se pueda realizar un tratamiento específico de las aguas grises y negras así como de efluentes residuales, para garantizar su adecuada disposición. Disponer de separadores agua-petróleo y piscinas de recolección para contener y tratar cualquier derrame, evitando la contaminación del ambiente.

5.1.2 Límites Permisibles de tratamiento

Se establecen límites permisibles en dos puntos del sistema que son: efluente o punto de descarga e inmisión o punto de control del receptor. Puede ser que el efluente en su punto de descarga cumpla los límites permisibles pero no en el de control. En consecuencia tienen que adoptarse las medidas necesarias para disminuir los valores hasta que el efluente cumpla la calidad exigida en el punto de control (inmisión). (Noboa, 2014)

En las tablas 6 y 7 constan los parámetros físico-químicos con los valores límites permisibles vigentes para la actividad petrolera en el país, tanto en el efluente (punto de descarga) como en el de inmisión (punto de control), respectivamente.

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible	Promedio Anual
Potencial hidrogeno	pH	μS/CM	5<pH<9	5<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	mg/l	<2500	<2000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500
Bario	Ba	mg/l	<5	<3
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8
Nitrógeno global(incluye N orgánico, amoniacal y óxidos)	NH ₄ N _μ	mg/l	<20	<15

Tabla # 6. Efluente (Punto de descarga)

Fuente: Decreto Ejecutivo 1215
Elaborado por: Presidencia de la Republica

Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor limite permisible	Promedio Anual
Temperatura		^a C	+3 C	
Potencial de hidrogeno	Ph	-----	6<pH<8	6<pH<8
Conductividad eléctrica	CE	μS/CM	<170	<120
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<0.5	<0.3
Demanda químicos de oxigeno	DQO	mg/l	<30	<20
Hidrocarburos aromáticos policiclicos	C	mg/l	<0.0003	<0.0002

Tabla 7. Inmisión (Punto del Receptor)

Fuente: Decreto Ejecutivo 1215
Elaborado por: Presidencia de la Republica

5.2 Seguridad Industrial

Es una técnica destinada a la identificación, evaluación y control de riesgos que pueden originar un accidente en cualquier actividad realizada por el ser humano.

Permite:

- Verificar el estado operativo de los sistemas contra incendios.
- Disponer del equipo de protección personal.
- Efectuar permanente inspección técnica para determinar las condiciones de un equipo.

5.3 Normas Regulatorias

Desde el punto de vista ambiental las vigentes en el país para la industria petrolera son:

5.3.1 Decreto Ejecutivo 1215

Es el reglamento ambiental de las actividades hidrocarburíferas en el Ecuador. Comprende:

5.3.2 Planes de Emergencia. Norma SI-004

En situaciones de emergencia como incendio, explosión, derrames, etc, es necesario contar con planes de emergencias que permitan enfrentar eficazmente cualquier suceso imprevisto. (Noboa, 2014)

5.3.3 Distancias Mínimas de Seguridad que deben regir en las instalaciones.

Norma SI- 006

Establece distancias mínimas de seguridad que deben considerarse en las instalaciones petroleras. Se aplica en las nuevas construcciones, en ampliaciones que se realicen en las existentes y en la determinación de condiciones seguras, con el objetivo de definir acciones preventivas para reducir el nivel de riesgo. (Noboa, 2014)

5.3.4 Identificación de Tanques y Tuberías. Norma PE-SHI-009

Fija las identificaciones que deben utilizarse para tanques y tuberías que contienen y conducen productos en la instalación. (Noboa, 2014)

5.3.5 Sistema de Agua Contra Incendio. Norma PE-SHI-018

Establece principios básicos para la instalación, corrección adecuación de sistemas contra incendios que sirven de protección para reducir el nivel de riesgo. (Noboa, 2014)

5.3.6 Procedimientos de Seguridad Industrial para Limpiar Tanques. Norma SI-O16

Se aplica en todas las unidades operativas donde exista almacenamiento de crudo. (Noboa, 2014)

5.3.7 Sistema de Drenaje. Norma SI-023

Identifica los requerimientos mínimos de diseño para los sistemas de drenaje con el objetivo de evitar la contaminación y propagación de incendios que pueden originarse como consecuencia de derrames de líquidos inflamables y combustibles. (Noboa, 2014)

5.3.8 Manejo de Productos Químicos. Norma PE- SHI- 028

Su objetivo es:

- Precautelar la salud de las personas que manipulan o tienen contactos con productos químicos. (Noboa, 2014)

- Proteger las instalaciones y materiales de la acción agresiva de los productos químicos utilizados en los procesos industriales. (Noboa, 2014)

5.3.9 Señales de seguridad. Norma SI- 008

Establece la forma, tamaños, colores y dimensiones de las señales de seguridad con el fin de llamar la atención sobre los peligros existentes en una instalación. (Noboa, 2014)

5.4 Planes de Control

Su objetivo es prevenir y afrontar adecuadamente las situaciones de emergencia que puedan presentarse en una instalación con el fin de minimizar el efecto en las personas y en la infraestructura.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. La utilización de separadores electrostáticos actualmente es la mejor opción disponible para manejar la calidad de los fluidos producidos en la mayoría de los campos del oriente ecuatorianos.
2. Para lograr el mejor tratamiento del crudo los equipos requeridos se deben diseñar en base a las propiedades de los fluidos que se van a manejar.
3. Se puede concluir que una primera etapa del tratamiento del Fluido es la separación de líquidos e impurezas, ya que a medida que el gas se enfría pierde presión y se generan líquidos los cuales deben ser retirados.

4. No es muy conveniente el tratamiento eléctrico ya que la deshidratación eléctrica requiere mayor temperatura que los procesos químicos y mayor presión.
5. Todos los tratamientos considerados son efectivos para obtener petróleo dentro de las especificaciones exigidas por el mercado internacional.
6. Para la protección de los equipos y de las instalaciones superficiales deben disponerse principalmente de: antiescala y anticorrosivo.
7. En todo proceso de tratamiento de fluido producido se tiene que cumplir las normativas ambientales vigentes en el país.
8. El tratamiento dado al agua de formación en el Campo Sacha permite aplicar un proceso de recuperación secundaria.
9. Para el manejo tratamiento y disposición final del fluido producido se debe conocer las normativas regulatorias ambientales vigentes en el país para los procesos de producción de hidrocarburos.

6.2 Recomendaciones

1. Mantener actualizado los planes de respuesta a emergencias principalmente del carácter ambiental.
2. Cuando la emulsión es fuerte el tratamiento del fluido debe iniciarse desde la cabeza del pozo.
3. Cuando se trata agua de formación hay que utilizar coagulante y floculante para reducir el nivel de taponamiento por sólidos.
4. Para seleccionar el mejor tratamiento químico se debe efectuar pruebas de laboratorio con los fluidos producidos por el pozo.
5. Para aplicar un proceso de recuperación secundaria mediante agua de formación es conveniente efectuar el tratamiento en el Campo Sacha.
6. Diseñar los separadores requeridos en un campo petrolero de acuerdo a las características de fluido producido.
7. En la Operación del Separador Electroestático se debe instalar sistemas de carga para un mejor control de flujo.

8. Efectuar un seguimiento riguroso de todos los protocolos de seguridad.
9. Todos los equipos para el tratamiento de fluidos deben de ser de la mejor calidad para precautelar la seguridad y optimizar el proceso.

Bibliografía

- American Petroleum Institute. (20 de marzo de 1919). www.api.org. Recuperado el 2013 de octubre de 7, de www.api.org.
- Ashrae. (1981). Systems and Equipments Handbook. USA.
- Becher. (1977). Emulsions: Theory and Practice. New York: 3.
- Becher. (1977). Emulsions: Theory and Practice. New York: 2.
- Custer, I. (11 de Noviembre de 2013). Hoja sobre datos de Seguridad. Escalcontrol D . Joya de los Sacha, Francisco de Orellana, Ecuador.
- Hughes, B. (6 de 02 de 2000). Informe sobre datos de seguridad. 2000 . Joya de los Sacha, Francisco de Orellana, Ecuador.
- Investing, C. (1999). Analisis de Emulsiones. 1999 .
- Layrisse. (1984). Deshidratacion y desalacion de crudos. Caracas.
- Layrisse. (1984). Deshidratacion y desalacion de crudos pesados y extrapesados mediante separadores electrostaticos. Caracas.
- Martinez, M. (1991). Diseño Conceptual de Separadores. Maracaibo.
- Noboa, G. (7 de enero de 2014). Decreto Ejecutivo 1215. Reglamento Ambiental de las Actividades Hidrocarburíferas . Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- PDVSA. (1991). Separadores Liquido- Vapor. Caracas.
- PDVSA. (2005). Separadores Liquido- Vapor. Caracas.
- Perry. (1995). Manual del ingeniero quimico. Mexico.
- Salager, J. L. (2004). Deshidratacion de Crudo. Venezuela.
- Standard, E. (1999). Separators; separator sizing form. Houston.

