



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

NOMBRE DE LA TESIS:

“DISEÑO TERMODINÁMICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO
(ACEITE-GAS-AGUA)

ASESOR EXTERNO:

M. en I. JESÚS RODRÍGUEZ ÁVILA

ASESOR INTERNO:

I.Q. EVERARDO ANTONIO FERIA HERNÁNDEZ

PRESENTA:

ANDRÉS MÉNDEZ MORENO

LUGAR DE REALIZACIÓN:

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO ZONA SUR

VILLAHERMOSA, TABASCO A 8 DE AGOSTO DE 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA

A mi confesor espiritual: Dios, por permitirme obtener las metas trazadas en mi carrera.

A mis padres: Cecilio Méndez e Hilariona Moreno por su amor, confianza y apoyo incondicional en el cumplimiento de nuestra meta.

A Paulina: Mi esposa y por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas.

A mis hermanos: María Luisa, Juventino, Anastasio, Leonardo, Elvira, Joaquín y Elías

Al Párroco: Francisco Ordoñez, por su amistad y consejero familiar. Muchas gracias

A mi sobrina: Lithael Méndez por su apoyo

AGRADECIMIENTOS

Ing. Rene de la Mora Medina

Jefe de Proyecto del IMP

Ing. Javier Castro Morales

Jefe de División en Ingeniería de
Sistemas de Procesamiento del IMP

M. en I. Heladio Gómez Murat

Jefe de Proyecto del IMP

M. en A. Francisco Javier Rodríguez Ávila

Coordinador de Proyectos del IMP,
Región Sur

M. en I. Abel Gutiérrez Jacinto

Coordinador Técnico de la Gerencia del
IMP, Región Sur

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
Justificación	4
Objetivo general	4
Objetivos específicos	4
CAPÍTULO I. GENERALIDADES	5
1.1 Características del petróleo	6
1.2 Composición química	7
1.2.1 Componentes del gas natural	7
1.2.2 Componentes del petróleo crudo	8
1.3 Clasificación de los petróleos crudos	12
1.4 Tipos de yacimientos	16
1.5 Fluidos a dos fases	17
1.6 Fluidos a tres fases	17
1.7 Crudo de los pozos a refinerías	18
1.8 Políticas ambientales en el manejo de hidrocarburos	19
1.9 Efectos ambientales en el manejo de aguas residuales de origen petrolero	19
CAPÍTULO II. AGUA EN EL ACEITE CRUDO	22
II.1 Caracterización de los sistemas agua-aceite crudo	23
II.1.2 Aceite libre	23
II.1.3 Aceite disperso (emulsiones)	23
II.1.4 Emulsiones químicamente estabilizadas	24
II.1.5 Aceite molecularmente disuelto	24
II.1.6 Aceite solubilizado	25
II.1.7 Sólidos aceitosos en suspensión	25
II.2 Equipos utilizados para el tratamiento del agua amarga-aceitosa	25
II.2.1 Separación agua-aceite	25
II.2.1.1 Separación por diferencia de densidades	26
II.2.1.1.1 Tanque desnatador	27
II.2.1.1.2 Separadores API	29
II.2.1.1.3 Separadores de placas	29
II.2.1.1.4 Separadores de placas paralelas PPI	30
II.2.1.1.5 Separadores de placas corrugadas CPI	31
II.2.1.1.6 Separadores de placas corrugadas de flujo cruzado	31
II.2.1.1.7 Factores primordiales de los equipos de separación por diferencia de densidades	32
II.2.1.2 Centrífugas	33
II.2.1.2.1 Factores primordiales de las centrífugas	33
II.2.1.3 Hidrociclones	34

II.2.1.4	Métodos de Flotación: Flotación por aire disperso y Flotación por aire disuelto (DAF)	35
II.2.1.4.1	Flotación por aire disperso	37
II.2.1.4.2	Flotación por aire disuelto (DAF)	37
II.2.1.4.3	Factores primordiales de los equipos de flotación	38
II.2.1.5	Filtros coalescentes	39
II.2.1.6	Medio fibroso	40
II.2.1.6.1	Factores primordiales de un equipo con medio fibroso	40
II.2.1.7	Capa granular	43
II.2.1.7.1	Factores primordiales de un equipo con capa granular	43
CAPÍTULO III. PROCESOS ACTUALES DE SEPARACIÓN EN PEMEX		45
III.1	Función de la planta en una batería de separación	46
III.2	Tipo de Proceso	46
III.2.1	Cabezales	46
III.2.2	Sección de Separación	46
III.2.3	Sistema de Medición de Pozos	47
III.2.4	Sección de Deshidratación-Desalado	47
III.2.5	Sección de Estabilización	47
III.2.6	Sección de Compresión de Gas y Recuperadoras de Vapor	48
III.3	Baterías de separación	48
III.3.1	Descripción del proceso en una batería de separación	49
III.3.2	Válvulas controladoras de proceso	51
III.4	Separadores	51
III.4.1	Secciones funcionales de las partes de un separador	51
III.4.2	Clasificación de los separadores	53
III.4.2.1	Separador a dos fases crudo-gas	54
III.4.2.1.1	Separadores horizontales	54
III.4.2.1.2	Separadores verticales	55
III.4.2.1.3	Separadores esféricos	56
III.4.2.1.4	Otras configuraciones	57
III.4.2.1.5	Elementos internos del recipiente	57
III.4.2.2	Separador de tres fases	60
III.4.2.2.1	Separador horizontal trifásico	60
III.4.2.2.2	Separador vertical trifásico	62
III.4.2.2.3	Elementos internos del recipiente	64
III.5	Deshidratación	64
III.5.1	Factores en el tratamiento de emulsiones agua en aceite	65
III.5.2	Métodos de deshidratación de crudo	69
III.5.3	Tratamiento químico	69
III.5.3	Tratamiento gravitacional	72
III.5.4	Tratamiento térmico	73
III.5.5	Tratamiento electroestático	76

III.6	Desalado	77
	III.6.1 Procesos para efectuar el desalado	78
	III.6.2 Equipos de desalado de crudo	78
	III.6.3 Descripción del proceso de desalado	81
CAPÍTULO IV. INGENIERÍA BÁSICA DE PROCESO		82
IV.1	Bases de diseño	83
	IV.1.1 Generalidades	83
	IV.1.2 Función de la planta	84
	IV.1.3 Tipo de proceso	85
	IV.1.4 Capacidad, rendimiento, flexibilidad y factor de servicio	85
	IV.1.5 Especificaciones de las alimentaciones y productos de proceso	87
	IV.1.6 Servicios auxiliares y agentes químicos	90
	IV.1.6.1 Gas Combustible	90
	IV.1.6.2 Aire de Instrumentos	91
	IV.1.6.3 Agua de Servicios	92
	IV.1.6.4 Agua Contra incendio	92
	IV.1.6.5 Energía Eléctrica	92
	IV.1.6.6 Drenajes Aceitosos	93
	IV.1.6.7 Agentes Químicos	93
	IV.1.6.8 Agua Pluvial	94
	IV.1.6.9 Sistema de desfogue a Quemador Elevado	94
	IV.1.6.10 Sistema de desfogue a Quemador de Fosa	94
	IV.1.7 Condiciones climatológicas	95
	IV.1.8 Localización de la planta	96
IV.2	Diagrama de Flujo de Proceso	98
IV.3	Balance de Materia y Energía	99
IV.4	Plano de Localización General	100
IV.5	Diagrama de Tubería e Instrumentación	101
IV.6	Lista de equipo	102
IV.7	Descripción de proceso	102
IV.8	Información Complementaria	104
CAPÍTULO V. DISEÑO DEL SEPARADOR		105
V.1	Criterios generales de diseño	106
V.2	Temperatura del gas de entrada	106
V.3	Presión de gas de entrada	107
V.4	Flujo del gas	107
	V.4.1 Sistema de separación trifásica de alta presión	107
V.5	Velocidad del fluido del líquido	107
V.6	Memoria de cálculo del separador trifásico	109
CAPÍTULO VI. RESULTADOS		117
VI.1	Hoja de datos de separador trifásico	118
CONCLUSIONES		119

BIBLIOGRAFÍA	121
Índice de figuras	125
Índice de tablas	127
ANEXOS	129
A1 Normas, códigos y especificaciones	130
A2 Eliminación del ácido sulfhídrico contenido en el agua de desecho	133
A3 Criterios para la selección de una torre empacada	135
A4 Disposición final de agua de desecho	136
A5 Diseño de los dispositivos receptores	137
A6 Separador horizontal trifásico con pierna contenedora con agua	138
NOMENCLATURA	144

INTRODUCCIÓN

La producción mundial de petróleo estimada en 60 millones de barriles por día es acompañada por pequeñas o grandes cantidades de agua y sales, estos dos últimos son agentes indeseables y no comerciables.

Una empresa productora de petróleo debe deshidratar y desalar éste por las siguientes razones:

- En el mercado petrolero se compra y vende el crudo con un rango de 0.1 a 0.5 % volumen de agua y de 30 a 50 LMB de contenido de salinidad.
- El petróleo es comprado y vendido en base a la gravedad API. El contenido de agua en el crudo baja la gravedad API y reduce su precio de venta.
- El manejo del agua contenida en el crudo implica un gasto inútil de transporte y de energía.
- La viscosidad del crudo se incrementa con el aumento del contenido de agua. Añadiendo 1 % de agua se genera un incremento de 2 % en la viscosidad de un crudo de 30 °API y un 4 % en un crudo de 15 % en la viscosidad.
- Las sales minerales presentes en el petróleo corroen el equipo de producción, ductos, carrostanques, y los tanques de almacenamiento de crudo.
- En la refinación del crudo la presencia de salmuera asociada contribuye a los problemas de corrosión e incrustación y fallas de equipo. Bajo ciertas circunstancias los iones cloruro se hidrolizan a ácido clorhídrico, el cual es extremadamente corrosivo.

El agua presente en el crudo puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo. El rompimiento de estas emulsiones puede llegar a ser un problema muy serio y costoso. Así, mismo, el contenido de sal en la salmuera producida varía en el rango de cero o en algunos casos hasta la saturación total.

La aplicación de la coalescencia electrostática combinada con la adición de químicos para resolver el problema de las emulsiones representa la herramienta necesaria para obtener el crudo deshidratado y desalado, adecuado para el transporte y venta.

Petróleos Mexicanos al ser pilar del desarrollo del país tiene el compromiso de mantener la producción de hidrocarburos, para ello se requiere explotar los recursos con estricto apego a la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial y de Protección Ambiental a fin de lograr realmente un desarrollo sustentable.

Actualmente, con la finalidad de proteger el entorno ecológico, las instalaciones de producción de crudo deben de seguir filosofías de diseño y operación que generen efluentes con menor contenido de contaminantes, cumpliendo con las normas de Seguridad e Higiene industrial más estrictas y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas por dispendio de hidrocarburos. Además, contando con el establecimiento de nuevas estrategias de comercialización, se origina la necesidad de tener procesos de un grado de modernización y automatización adecuados al tipo de fluidos procesados.

El hidrocarburo durante su extracción, se encuentra formado por gas, aceite y agua, esta agua por estar asociada al hidrocarburo se denomina como “congénita” y su producción se incrementa a medida que se envejece el yacimiento. Sin embargo, las múltiples prácticas operativas tales como exclusión y estrangulación del pozo, así como la reducción de los volúmenes de agua de aprovechamiento utilizado para el desalado han minimizado notoriamente la cantidad de agua congénita generada.

Inicialmente el agua congénita era vertida a los diversos cuerpos receptores superficiales y subterráneos (pantanos, ríos, infiltración) con el consecuente impacto ambiental, debido a la naturaleza corrosiva de la misma, y pago de derechos correspondientes.

Derivado a lo anterior y tomando en cuenta la infraestructura de los pozos agotados o improductivos, se estudió la viabilidad, de que estos fueran utilizados como pozos inyectoros.

El agua congénita previa a la inyección recibe un tratamiento a base de inhibidor de corrosión, secuestrante de oxígeno, biocida con la cual se logra modificar la calidad de agua en los parámetros de grasas, aceites y sólidos suspendidos totales, e inhibir el desarrollo de bacterias sulfato reductoras. Con todo esto se promueve que la inyección se lleve a cabo en condiciones seguras.

Estas acciones han permitido el logro de múltiples beneficios entre los cuales podemos citar:

- Eliminación de 9 ton/día de contaminantes a los diversos cuerpos receptores de estas descargas, incluyendo grasas y aceites, sólidos suspendidos totales, nitrógeno total, fósforo total y metales pesados.
- Reducción del 99% respecto a pago de derechos por concepto de descargas fuera de especificación.
- Reducción de problemática social por reclamos.
- Mejoramiento de la imagen de la empresa.

JUSTIFICACIÓN

Actualmente la extracción de hidrocarburos en la región sur del país se encuentra en un ritmo dinámico, por lo que debido a esta situación de gran explotación, la mezcla principalmente aceite y gas, se le va incorporando la fase agua, este fluido (agua) crea problemas de corrosión en tuberías y equipos que la manejan. Además, ocupa un espacio que necesariamente se tiene que procesar en las instalaciones superficiales requiriéndose equipo con mayor capacidad, por lo cual el problema se resolverá separando previamente el agua antes de procesarse en una batería de separación a través de equipos de separadores trifásicos de alta eficiencia, los cuales separan el agua libre del aceite, por lo tanto disminuirán los problemas de corrosión y como consecuencia se tendrá mayor capacidad de manejo de aceite. El agua se enviará a una planta de tratamiento que eliminará los contaminantes para poder ser recibida en cuerpos receptores o para inyección en pozos.

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema de separación trifásica de alta eficiencia de las fases aceite-gas-agua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Disminuir los problemas de corrosión en tuberías y equipos por la presencia de agua en los aceites que además contienen contaminantes como H_2S , CO_2 , etc.
- Aumentar la capacidad de procesamiento al disminuir el volumen de agua que previamente se ha separado en equipos trifásicos de alta eficiencia.
- Proteger el entorno ecológico al enviar el agua separada a plantas de tratamiento de agua residual.
- Medición de aceite en una sola fase.
- Disminución de costos de mantenimiento en tuberías y equipos de proceso, debido a la baja presencia de agua.

**CAPÍTULO I.
GENERALIDADES**

1.1 Características del petróleo

La palabra petróleo etimológicamente proviene del latín petroleum (petra-piedra y oleum-aceite) y significa aceite de piedra.

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo. Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, dependiendo de la composición, temperatura y presión a las que se encuentre. Su color es variable entre el ámbar y el negro; su densidad es menor que la del agua. En estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido, por lo que, como medida de seguridad, se le mezcla un compuesto sulfuroso (mercaptano) para detectar su presencia y evitar intoxicaciones.

Puede hallarse solo o mezclado con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento. En el subsuelo se encuentra por lo general flotando encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior de un gas. El hidrocarburo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo, es necesario que concurren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se cumple petróleo y gas:

1. Una roca almacenadora, que debe ser porosa y permeable, en forma tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
2. Una roca impermeable, que evite que el petróleo escape hacia la superficie.
3. El yacimiento debe tener forma de “trampa”, es decir, que las rocas impermeables se encuentren flexionadas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Debe de existir rocas generadoras cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y la temperatura.

Las rocas almacenadoras en las que se han encontrado petróleo son de muy diversas edades geológicas, desde los terrenos arcaicos o primitivos hasta los modernos o cuaternarios.

El petróleo es un fluido que varía en color desde amarillo, naranja, verde o negro; su olor puede ser muy penetrante en función de su composición, su densidad varía de 0.8 a 0.95 g/cm³. De acuerdo con la teoría orgánica, el petróleo se genera a partir de su descomposición de organismos animales y vegetales en el interior del subsuelo, los cuales fueron depositados en rocas sedimentarias en ambiente de tipo marino o en plataformas continentales. Este proceso se lleva a cabo durante millones de años y requiere de altas presiones y temperaturas, por lo anterior a este energético se le considera como un recurso no renovable.

El petróleo es un compuesto químico complejo, en términos generales está constituido por átomos de carbono del 76 al 86% y de Hidrógeno del 10 al 14%, de ahí su nombre de "Hidrocarburo"; el compuesto más simple es el Metano CH₄, el cual a condiciones estándar de presión y temperatura es un gas. Las principales impurezas del petróleo son el Nitrógeno, Oxígeno, Azufre y algunos metales (Fierro, Cobre y Níquel, entre otros).

1.2 Composición química

Desde luego, la composición de petróleo también difiere de acuerdo al estado en que se encuentra, sobre todo al lugar donde se halle y el tipo de antigüedad que este tenga.

1.2.1 Componentes del gas natural

Primeramente los gases de hidrocarburos se dividen en tres grupos, según sean sus depósitos y métodos de extracción.

1. Gases naturales

Son aquellos que se obtienen de campos puramente gasíferos, en su gran mayoría están compuestos de metano (93 a 98%), aunque también contiene etano, propano, butano, pentano, nitrógeno, ácido sulfúrico, dióxido de nitrógeno, y otras impurezas tal como se muestra en la Tabla 1.

Clasificación del aceite crudo		Factor de caracterización		Peso específico	
Fracción		K _(UOP)		Fracción	
1	2	1	2	1	2
Parafínico	Parafínico	>12.2	>12.2	0.8251	>0.8762
Parafínico	Intermedio	>12.2	11.4-12.0	0.8251	0.8767-0.9334
Parafínico	Nafténico	>12.2	<11.4	0.8251	>0.934
Intermedio	Parafínico	11.5-12.0	>12.2	0.8256-0.8597	0.8762
Intermedio	Intermedio	11.4-12.1	11.4-12.1	0.8256-0.8597	0.8767-0.9334
Intermedio	Nafténico	11.4-12.1	<11.4	0.8256-0.8597	0.934
Nafténico	Nafténico	<11.4	<11.4	0.8602	0.934
Nafténico	Intermedio	<11.4	11.4-12.1	0.8602	0.8767-0.9334
Nafténico	Parafínico	<11.4	>12.4	0.8602	0.8762

Tabla 1. Clasificación de los crudos de acuerdo a su composición (7,11).

2. Gas de extracción

Son aquellos que se extraen juntos con el petróleo al desprenderse por la disminución de presión y sirven de fuente para la obtención de gasolina ligera.

3. Gases de yacimientos de condensados de gas.

Son saturados de hidrocarburos de petróleo líquido y se desprenden al depositarse en la fase líquida de petróleo. Son ricos en metano, así como componentes de gasolina, querosina y algunas veces diésel.

1.2.2 Componentes del petróleo crudo

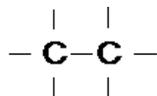
Los constituyentes del petróleo crudo se dividen en dos grupos: compuestos de hidrocarburos y compuestos inorgánicos o compuestos de no hidrocarburos.

a) Compuestos de hidrocarburos

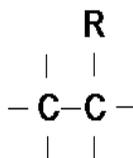
En el petróleo crudo se encuentran tres tipos de hidrocarburos básicos.

1. Hidrocarburos parafínicos: Este tipo de compuestos constituyen cerca de un 32 % de los hidrocarburos existentes en el petróleo, se encuentran formando dos grupos principales:

- Normales o de cadena lineal: Principalmente metano, etano, propano y butano con fórmula C_nH_{2n+2} de la forma:



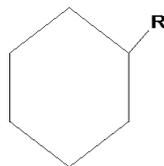
- Ramificados: Con grupos sustituyentes en la cadena principal. Donde R es comúnmente el grupo metilo (CH_3-).



2. Naftenos (cicloparafínicos): Forman aproximadamente el 21% de los hidrocarburos presentes en el petróleo crudo, no son muy propensos a reaccionar químicamente y se encuentran saturados. Dentro de los naftenos se encuentran principalmente los siguientes:

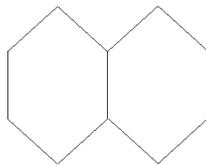
- Monocicloparafinas: A diferencia de la parafinas, las más abundantes son aquellas que tienen un gran número de sustituyentes (generalmente metilo). Por ejemplo:

Alquilciclopentanos



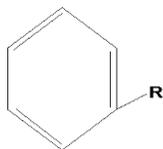
Alquilciclohexanos

- Bicicloparafinas: Son anillos de cinco a seis carbonos unidos entre sí mediante carbonos comunes, son de la forma.

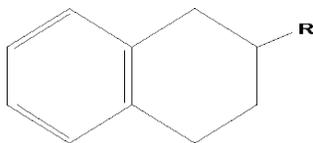


3. Hidrocarburos Aromáticos: Son compuestos no saturados con uno o más anillos bencénicos sustituidos, constituyen cerca del 47% de la composición de hidrocarburos en el crudo, dentro de estos compuestos se encuentran los siguientes:

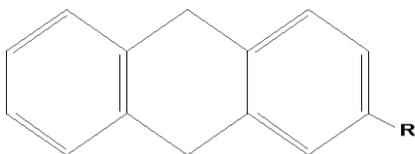
- Alquilbencenos



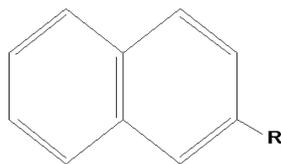
- Aromáticos ciclo parafínicos



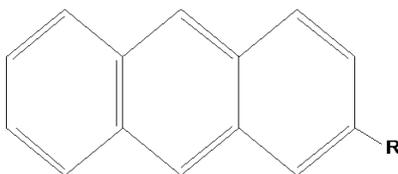
- Fluorenos



- Aromáticos binucleares



- Aromáticos tri y tetranucleares



b) Compuestos Inorgánicos (7, 9,11 y 14)

Constituyen una proporción menor en el petróleo crudo, se consideran generalmente como contaminantes indeseables porque en muchos casos, se vuelven corrosivos o inhiben la acción de los catalizadores en los proceso de refinación.

Los principales compuestos inorgánicos presentes en el petróleo crudo son:

Compuestos de oxígeno (0.5 a 6%)

- Sulfoxidos
- Sulfotas
- Alquilsulfonas
- Ácidos sulfónicos

Compuestos del nitrógeno (0.1%)

- Básicos: piridina, quinolina e isoquinolina
- No básicos: pirrol y nitrilos

Compuestos de azufre (1 al 3%)

- Ácidos malolientes
- Disulfuros y polisulfuros
- Sulfuros cíclicos

Metales

- Fe,Ni,Si,Al,Na,
- V,Ca,Mg,Mn,K

No metales (Carbón)

- Sedimentos
- Agua

Sales inorgánicas

- Cloruros
- Carbonatos y sulfatos

Algunos como los compuestos del oxígeno tienen interés económico, debido a su fácil recuperación y amplia utilidad industrial, otros como los metales provocan efectos de oclusión de los poros de los catalizadores promoviendo la sinterización (modificaciones en la estructura de la superficie del catalizador), disminuyendo su actividad y reduciendo su área específica, contribuyendo así, a la caída de presión en los hechos catalíticos; a su vez, las sales inorgánicas provocan corrosión e incrustación en oleoductos e instalaciones de producción y proceso.

1.3 Clasificación de los petróleos crudos

Los petróleos procedentes de diferentes depósitos e incluso de distintos pozos de un mismo yacimiento, se diferencian unos de otros por sus propiedades físicas y

químicas. Es bien sabido que precisamente la propiedad del petróleo determina la orientación de su refinado e influyen de una forma decisiva en la calidad de los productos del petróleo obtenido.

Existen varios métodos para clasificar los crudos, siendo tres principalmente:

- a) Atendiéndose a su composición química.
- b) Dependiendo de sus características.
- c) Desde el punto de vista comercial.

- a) De acuerdo con la naturaleza química del petróleo crudo, se usa el método del sistema internacional para su clasificación; tomando como bases dos fracciones recuperadas por destilación.

	Fracción ligera(1)	Fracción ligera(1)
Intervalo de ebullición, (°C)	250-275	275-300
Presión, (mm Hg)	760	40

Nota. Tomando en cuenta dos fracciones recuperadas por destilación

El factor de caracterización K(UOP) la gravedad específica 60/60°F, son las propiedades que se emplean para la clasificación de los crudos tal como se observa en la Tabla 2.

Características del aceite crudo	Superligero	Ligero	Medio	Pesado	Extrapesado
Peso específico 60/60 °F	0.699-0.837	0.768-0.837	0.837-0.930	0.930-1.00	1.0
Gravedad API	70-57	52-37	37-20	20-10	10.0
Viscosidad a 100 °F, cSt.	1	1.0-2.0	2-100	100	
Asfaltenos, % peso	0.1	0.1-1	1.8	8	
Carbón conradson, % peso	0.1	0.1-0.3	3.0-13.0	13	
Metales Ni + V, ppm	—	10	10.0-90.0	300	
Azufre, % peso	0.1	0.1-1.5	1.5-4.0	4	
Nitrógeno, ppm	150	15-2250	2250-6000	8000	
Presión de vapor Reid, psi	—	8	4.8	4	
Ácido sulfhídrico, ppm	5	5	5	5	
Recuperado hasta 350 °C, % vol.	100-95	95-70	70-55	25	

Tabla 2. Clasificación de los crudos de acuerdo a sus características (7,13)

El factor de caracterización indica en una forma indirecta la composición química; este varía de 12.9 a 10.5 para los crudos y de 14.7 a 9.8 para hidrocarburos; correspondiendo 12.9 para fracciones parafinitas y 10.0 para fracciones altamente aromáticas. Este factor K (UOP) esta definido por la siguiente expresión:

$$K \text{ (UOP)} = \frac{Tb^{1/3}}{S}$$

La primera palabra del nombre de la clasificación de la Tabla 2, se aplica a la fracción ligera de bajo punto de ebullición (250°C -257°C) y la segunda palabra al lubricante o fracción intermedia del crudo (275°C-300°C). Esta clasificación da una idea de la composición química del crudo y las características de los productos que se obtienen.

- b) Se pueden predecir también cualitativamente la calidad de los productos y el efecto de los contaminantes de los crudos en su procesamiento, mediante la clasificación del aceite crudo de acuerdo a sus características, como se observa en la Tabla 3.

Equipo	Sólidos aceitosos suspendidos			Emulsiones inestables		Emulsiones estabilizadas	
	Aceite libre	Sedimentable	Flotantes	Primaria	Secundaria	Química	Carga superficial
Densidad diferencial							
API	xxx	xx		x			
PPI	xxx	xx		xx			
CPI	xxx	xx		xx	x		
Hidrociclones	xx	xxx					
Flotación por aire							
Disperso	xxx	xxx	x	xx			
Disuelto	xxx	xxx	xx	xxx	xx		
Filtros coalescedores							
Medio fibroso		xxx		xxx	xx		
Capa granular		xxx	xxx	xxx	xxx	x	x
Simbología x Separación pobre xx Separación intermedia xxx Separación eficiente							

Tabla 3. Eficiencia en equipos de separación en varios sistemas agua-aceite

c) Desde el punto de vista comercial los crudos se clasifican en:

	Gravedad °API
Ligeros	Mayor de 35
Medios	20-35
Pesados	Menor de 20

Sin embargo es necesario considerar el grado de contaminantes para definirlo adecuadamente como crudo medio o pesado.

Por lo anterior, existe una nueva clasificación de crudos en la que se define como aceite crudo pesado, aquel que presenta las siguientes características:

1. Viscosidad alta (mayor de 330 SSU, a 37.8°C)
2. Altos contenidos contaminantes
 - Azufre, mayor a 2.5% en peso
 - Vanadio, mayor 150 ppm
 - Níquel, mayor 40 ppm
 - Carbón Ramsbottom, mayor de 8% en peso
 - Insoluble en C₅, mayores de 10% en peso
3. Bajas relaciones de Hidrogeno/Carbono
4. Altas producciones de combustóleo (mayor a 50% volumen crudo)

En México se obtienen tres tipos de crudo principalmente, el crudo Istmo, Maya y Olmeca, de acuerdo a sus características, el crudo Istmo es un aceite crudo ligero, el crudo Maya es un aceite crudo pesado y el crudo Olmeca es un crudo superligero.

El costo de un barril de crudo depende de sus grados °API o del contenido de sus contaminantes. Un crudo ligero con 35°API tiene mayor valor que otros crudos, porque contiene alto contenido de ligeros (gasolina) y pocos contaminantes, lo cual lo hace relativamente más fácil de procesarlo, en cambio, un crudo pesado tiene menos valor comercial debido al escaso porcentaje de ligeros y a un alto contenido de contaminantes como azufre y metales, lo cual lo hace más difícil de procesar,

obteniendo de estos crudos un alto volumen de combustóleo que tiene mayor valor comercial que las gasolinas.

1.4 Tipos de yacimientos

Los pozos de un yacimiento pueden producir diferentes tipos de fluidos (gas, aceite o mezcla) dependiendo del volumen de gas o condensado que se separe del petróleo crudo, siendo los principales los siguientes tipos:(7,14 y 15).

- Yacimiento de gas seco:

Producen principalmente gas metano, aunque algunos pueden producir pequeñas cantidades de gasolina o condensado, los volúmenes de RGA (relación gas-aceite) son mayores de 20,000 m³/m³.

- Yacimiento de gas húmedo:

Se producen con el gas cantidades apreciables de condensado, el líquido se condensa en las tuberías de producción y en la superficie como resultado de la disminución de la temperatura.

- Yacimiento de aceite de bajo encogimiento:

Se encuentra con mayor frecuencia y se le denomina aceite negro, es de bajo encogimiento porque la reducción de volumen del aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque y perder una apreciable cantidad de gas originalmente disuelto, es relativamente pequeño. Dependiendo de la viscosidad y densidad se le denomina pesado o ligero.

- Yacimiento de aceite volátil:

Se le conoce también como aceite de alto encogimiento ya que una vez que es alcanzado el punto de burbuja tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente con reducciones en la presión disminuyendo considerablemente su volumen.

- Yacimiento de gas y condensado:

En condiciones iniciales, los fluidos se encuentran en fase gaseosa y, al reducirse la presión ocurre una condensación retrograda del líquido dentro del yacimiento.

1.5 Fluidos a dos fases

Los fluidos que se producen en un pozo son mezclas complejas de diferentes componentes de hidrógeno y carbono todas con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. A medida que una mezcla del pozo fluye a la superficie, experimenta reducciones de presión y temperatura por lo que existen cambios de caracteres.

En un inicio al incorporar la producción de hidrocarburos de un campo petrolífero, esta mezcla únicamente incorpora la fase gas y aceite por medio de ductos de transporte, llevando la mezcla a una instalación primaria donde se separa la mezcla gas-aceite en equipos bifásicos y posteriormente ser enviados para su acondicionamiento en procesos posteriores.

1.6 Fluidos a tres fases

La continua producción de hidrocarburos en un campo petrolífero, provoca que poco a poco se vaya incorporando la fase acuosa a la mezcla conforme pase el tiempo, este ritmo de explotación preocupa a Pemex por la presencia de este fluido, dando lugar a un sistema de transporte de tres fase (gas-aceite-agua), lo cual representa problemas de contrapresiones, corrosión, líneas de mayor diámetro, etc. Este transporte obliga a

replantear el equipo de procesamiento en baterías de separación, optimizando estas instalaciones con la incorporación de equipos del tipo Trifásicos, para separar el agua congénita de pozos, para su posterior tratamiento de ella e incorporarla a pozos inyectoros o a cuerpos receptores.

Los aspectos básicos de diseño para una separación de tres fases son idénticos a los discutidos anteriormente, sólo se pone más atención a la separación líquido-líquido. La remoción de agua es una función de los métodos de control usados para la separación de agua del aceite. La forma y el diámetro del separador determinarán en cierta medida, el tipo de control que se utilizará.

1.7 Crudo de los pozos a refinerías

Pemex Exploración y Producción es parte de Petróleos Mexicanos, institución que tiene por objeto localizar los yacimientos de hidrocarburos, perforar los pozos petroleros, en sus fases líquidas y gaseosas y transportar los hidrocarburos a sus centros procesadores de crudo, gas y condensado para su comercialización.

El gas por su velocidad trae consigo gotas de líquido y a su vez los líquidos llevan burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento del aceite y gas.

La cantidad de componentes ligeros en el aceite crudo, depende de la presión en la cabeza del pozo y de la relación gas-aceite (RGA) con las que fluyen los mismos. El aceite de pozos de alta presión con un RGA elevada, tiene una gran concentración de componentes ligeros; por otro lado, el aceite de pozos de baja presión, o con un RGA bajo, tienen una cantidad menor de componentes ligeros.

Actualmente los pozos cerrados en un campo se debe a que van perdiendo su presión natural al paso del tiempo, tal que, ya no pueden llegar al cabezal de presión alta o intermedia, por esta problemática se está tratando de implementar la etapa de separación de baja presión para recibir los pozos ya cerrados.

1.8 Políticas ambientales en el manejo de hidrocarburos

La explotación del petróleo en México ha dejado impactos ambientales y sociales muy graves. Desarrollada principalmente en la plataforma marina y zonas de humedales del sureste del país, la exploración y producción petrolera ha significado el deterioro dramático de ecosistemas de gran diversidad biológica y enorme productividad, así como de la calidad de vida de una numerosa población que vivía de la abundancia de recursos naturales que les brindaba su entorno.

Las obras de infraestructura y las tecnologías inadecuadas para las zonas de humedales, la explotación acelerada e intensiva, el descuido permanente del ambiente, la falta de mantenimiento y seguridad en las instalaciones y la realización de actividades en ecosistemas extremadamente frágiles, son prácticas comunes de PEMEX y, la causa principal del enorme deterioro ambiental provocado por esta empresa en el sureste de México.

Las prácticas destructivas de PEMEX han sido posibles gracias a la impunidad con que actúa la paraestatal, a su falta de responsabilidad frente a la sociedad y a la inexistencia de un Estado de Derecho Ambiental en el país. Ante la presión social, PEMEX ha respondido con una política basada en la indemnización, eludiendo cualquier compromiso de restauración ecológica o de transformación de sus prácticas contaminantes. Es decir, en el mejor de los casos se indemniza, mientras los daños al ambiente aumentan.

1.9 Efectos ambientales en el manejo de aguas residuales de origen petrolero

Muchos aceites son hidrocarburos líquidos y gaseosos de origen geológico. Aunque algunos aceites son de origen natural, parte sustancial de los que se encuentran en el medio marino costero provienen de fuentes antropogénicas. La mayoría de los aceites procedentes de fuentes terrestres son productos de petróleo refinado o sus derivados.

La contaminación por crudos es la contaminación de algún hábitat por cualquier hidrocarburo líquido, se trata de una de las formas más graves de contaminación del agua, y el término se emplea sobre todo en relación con el vertido de petróleo al medio ambiente marino. El petróleo contiene una



gran variedad de hidrocarburos saturados, y los productos del petróleo como la gasolina, el aceite combustible, los aceites lubricantes y la parafina consisten principalmente en mezclas de estos hidrocarburos que varían de los líquidos más ligeros a los sólidos.

Algunos aceites son volátiles o se degradan fácilmente y desaparecen pronto de los sistemas acuáticos, pero otros pueden persistir en la columna de agua o en sedimentos. Los aceites pueden ser tóxicos para la vida acuática cuando son ingeridos o absorbidos por vía cutánea o por branquias; pueden interferir con los sistemas respiratorios; ensuciar la piel, plumas; asfixiar a comunidades acuáticas y destruir un sin fin de lugares. La contaminación por crudo también puede ser muy dañina para los centros recreativos, como las playas y los centros de deporte acuáticos; afectar a la calidad de los alimentos marinos y, contaminar el suministro de agua.

Son fuentes terrestres de aceites, entre otras cosas, las descargas y emisiones operacionales y accidentales derivadas de la exploración y explotación del petróleo y de las instalaciones para su refinado y almacenamiento; la escorrentía urbana, industrial y agrícola; el transporte y la eliminación inadecuada de aceites lubricantes usados. Son entre otras las principales vías de transporte al medio marino, la dispersión atmosférica de fracciones volátiles, las alcantarillas de aguas de lluvia, las instalaciones de tratamiento de aguas residuales y los ríos. La repercusión de los aceites de origen terrestre será regional en el caso de las fracciones volátiles, y local (a veces regional) en el caso de los componentes más refractarios.

Las descargas al agua, que corresponden al 0.2% del total de emisiones y descargas contaminantes, se redujeron 12.8%, pasando de tres mil 44 a dos mil 653 toneladas en el año 2003, primordialmente por la operación de las plantas de tratamiento de aguas residuales en refinerías y centros procesadores de gas y petroquímicos. Cabe señalar que también se hicieron reducciones en grasas, nitrógeno total y sólidos suspendidos.

Por otra parte, el volumen de agua descargada fue de 57 millones, 700 mil metros cúbicos, 6% menos que en el 2002. PEMEX Refinación redujo su volumen descargado en 27.8%, debido a que sus plantas de tratamiento le permiten reutilizar una cantidad considerable.

El volumen de agua congénita separada, asociada a las operaciones de PEMEX Exploración y Producción, fue de 13 millones cien mil metros cúbicos, 8.5% más que en el 2002, y se reinyectó 88.3% del total. Las Regiones Sur y Norte reinyectaron prácticamente toda el agua congénita producida en un 99.9 y 95.3%, respectivamente.

**CAPÍTULO II. AGUA
EN EL ACEITE
CRUDO**

II.1 Caracterización de los sistemas agua-aceite crudo

Antes de que se seleccione algún proceso de separación agua-aceite, se necesita conocer qué tipo de agua aceitosa que se va a tratar, y como tal se requiere la caracterización del sistema. El agua se puede encontrar contaminada en varias formas, tales como:

- Aceite libre
- Aceite disperso (emulsiones)
- Emulsiones químicamente estabilizadas
- Aceite molecularmente disuelto
- Aceite solubilizado
- Sólidos aceitosos en suspensión

II.1.2 Aceite libre

Cuando una mezcla de aceite y agua se mantiene sin turbulencias y por largos periodos de tiempo, se forma una capa continua en la superficie de la fase acuosa. La separación de la mezcla en dos capas es ocasionada por la acción de fuerzas boyantes sobre la gran masa de aceite inicialmente presente en el agua.

II.1.3 Aceite disperso (emulsiones)

Este tipo de mezcla se produce debido a una agitación turbulenta, las gotas de aceite son dispersadas en la fase acuosa para formar una emulsión aceite en agua. El tamaño de la gota de aceite dispersado en una emulsión es de suma importancia para la caracterización del tipo de dispersión.

Debido a la intensidad de la agitación, la emulsión podría ser primaria o secundaria.

- Emulsiones primarias

Estas emulsiones se forman a partir de gotas de aceite microscópicas, y son termodinámicamente inestables y se aglomeran en gotas más grandes si cuentan con un tiempo de residencia apropiado. Se producen estas emulsiones por bombas de bajo cortante como: diafragma, vane y centrífugas de baja velocidad.

- Emulsiones secundarias

Estas se forman a partir de gotas de aceite microscópicas, y son termodinámicamente estables, no es posible separarlas del agua ni con tiempos de residencia altos. Se producen estas emulsiones por la agitación turbulenta vigorosa.

II.1.4 Emulsiones químicamente estabilizadas

Este tipo de emulsión se produce debido a la presencia de agentes tensoactivos. Las gotas de aceite tienen estabilidad adicional debido a la presencia de un tercer componente el cual se conoce como: agente tensoactivo, detergente, agente estabilizante o emulsificante. Cabe señalar que pequeñas concentraciones de este agente son suficientes para estabilizar químicamente las gotas de aceite.

II.1.5 Aceite molecularmente disuelto

Los hidrocarburos generalmente contienen limitadas solubilidades en el agua, debido a que los componentes aromáticos son más solubles que los alifáticos. El aceite molecularmente disuelto es considerado como una solución química en fase acuosa, debido a la limitada solubilidad del aceite en agua, la concentración de este probablemente sea menor de 20 ppm, sin embargo, después de un tiempo prolongado de equilibrio, la concentración de aceite podría ser mayor de 200 ppm.

II.1.6 Aceite solubilizado

Ciertos estudios indican que, en presencia de materia orgánica disuelta en la fase acuosa, se incrementa la solubilidad del aceite, principalmente cuando este contiene grandes fracciones de hidrocarburos alifáticos. La acelerada transferencia de sustancias orgánicas a la fase acuosa, es causada por la modificación química de las fracciones de petróleo insoluble en el agua y por la presencia de agentes tensoactivos en el crudo producido, el cual también genera gran solubilidad.

II.1.7 Sólidos aceitosos en suspensión

Los sólidos suspendidos en la fase acuosa podrían mezclarse con el aceite. Estos sólidos son: arcilla, sílice, lodos de perforación, productos de la corrosión, asfáltenos, metales pesados o sales marinas y finos sedimentos que son abundantes en aguas naturales y en el agua salada de formación de yacimientos petroleros. El aceite absorbido en la superficie de los sólidos en suspensión aumenta la solubilización del mismo.

II.2 Equipos utilizados para el tratamiento del agua amarga-aceitosa

En los condensados que se forman en el sistema de compresión, la probabilidad de obtener una emulsión inestable (primaria) es alta debido a que no existe una agitación vigorosa que pudiera transformar la gota de aceite en microscópicas.

II.2.1 Separación agua-aceite

Los equipos de separación agua-aceite que se revisarán comprenden a aquellos que han sido ampliamente utilizados en la industria petrolera; excluyendo los que se encuentran en fase experimental o bien que son de poco uso, dichos equipos son los que se muestra en la Tabla 3.

La aplicabilidad de los equipos mencionados, en plataformas marinas, está en función de las limitaciones de espacio, peso y sensibilidad de los mismos, al movimiento de la plataforma durante la fase de tratamiento.

II.2.1.1 Separación por diferencia de densidades

Este tipo de separación es la más antigua y común, es una de las formas de separar mezclas agua-aceite. Generalmente en muchos procesos constituye la primera etapa durante el tratamiento de aguas amargas aceitosas y se logra con esta la separación de aceite libre del agua.

La mezcla agua-aceite se separa de manera natural si se le proporciona un tiempo de residencia adecuado, sin agitación alguna. La eficiencia de separación está en función de la magnitud de la diferencia de densidades de los dos líquidos inmiscibles.

Esta técnica sigue los principios establecidos por la ley de Stokes, la cual es aplicable para la determinación de la velocidad de separación de las gotas de aceite:

$$V = \frac{gD^2(\rho_w - \rho_a)}{18\mu}$$

La ley de Stokes también es aplicable a sólidos suspendidos en el agua. La diferencia de densidades entre la mayoría de los aceites contaminantes y el agua generalmente es pequeña, y la viscosidad de la fase acuosa esta función de la temperatura, pero en esencia se considera constante. Por consiguiente, la velocidad de separación de las gotas de aceite depende fundamentalmente del tamaño de estas. Razón por la cual para lograr una buena separación es necesario un tiempo de residencia razonable y que el tamaño de las gotas de aceite y sólidos suspendidos sea grande. Por otro lado, las gotas de aceite viajan hacia la superficie acuosa, en el trayecto tiene lugar la coalescencia de estas, formándose una película de aceite libre que es separada por medio de un desnatador.

Este tipo de separación es ineficiente cuando la diferencia de densidades es chica, cuando la viscosidad de la fase continua es alta y el tamaño de la gota de aceite es pequeño.

Conforme disminuye el tamaño de la partícula, los tiempos de residencia y de espacio requeridos aumentan. Debido a estas limitaciones, los métodos de separación por diferencia de densidad sólo son utilizados para separar aceite libre, emulsiones primarias y sólidos aceitosos de diámetro mayor.

Los equipos utilizados para este tipo de operación no separan aceite disuelto o emulsiones estabilizadas. La separación de estas últimas sólo se puede lograr con la adición de un floculante apropiado.

Los equipos más económicos para la separación de agua-aceite son lo que se apoyan en la diferencia de densidad de los fluidos pues pueden operar con grandes flujos de líquido, requieren de bajas cantidades de energía eléctrica y poca atención del operador. Casi todos estos equipos producen efluentes que requieren tratamiento adicional, sin embargo, son confiables, sencillos y de bajo costo de operación.

II.2.1.1.1 Tanque desnatador

La forma más simple para una separación primaria de agua-aceite la constituyen los tanques desnatadores. Estas unidades pueden ser operadas atmosféricamente y a presión, y normalmente son diseñadas para grandes tiempos de residencia, durante el cual toma lugar la coalescencia y separación del aceite. Ver Figura 1.

Los recipientes de separación horizontales son más eficientes que los verticales, en razón de que presentan menor turbulencia en el manejo de los fluidos. Sin embargo, los desnatadores verticales son útiles en los siguientes casos:

- Cuando la mezcla agua-aceite contiene arena y otras partículas sólidas. Sin embargo, la experiencia con recipientes horizontales diseñados con drenes de arena no han sido muy satisfactorias.
- Cuando se presentan repentinos aumentos de flujo, los recipientes verticales son menos susceptibles a operar el paro por alto nivel.

Por esta razón, los recipientes desnatadores se diseñan para tiempos de residencia mínimos entre 10 y 30 minutos, para asegurar con esto que las variaciones de flujo afecten lo menos posible al sistema y así mismo lograr la coalescencia de las gotas de aceite. Los desnatadores diseñados para grandes tiempos de residencia requieren mamparas para distribuir adecuadamente el flujo de líquido y asegurar una operación satisfactoria.

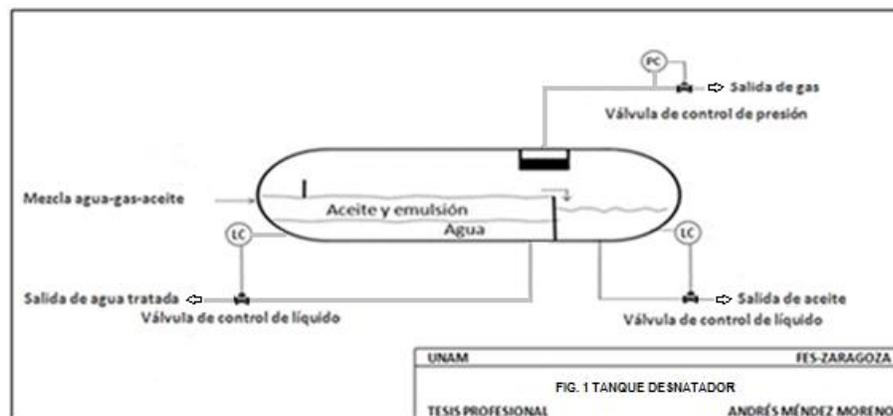


Figura 1. Tanque desnatador

Algunos estudios realizados a base de trazadores han mostrado que los tanques desnatadores, aun aquellos que han sido cuidadosamente diseñados, exhiben un pobre comportamiento en flujo y malla de operación, lo cual probablemente se deba a las diferencias en densidades y temperaturas, al depósito de sólidos, corrosión internos, etc.

II.2.1.1.2 Separadores API

El diseño de este tipo de separadores ha sido extensamente estudiado por varios investigadores y particularmente por el American Petroleum Institute, de ahí que se deba su nombre.

Estos separadores normalmente son diseñados para eliminar aceite no emulsionado de tamaño de gota que va generalmente en el intervalo de 130 a 150 micras y mayores. Los separadores API generalmente son de forma rectangular y están constituidos de varios canales, los cuales pueden ser limpiados individualmente sin interrumpir la operación. Adicionalmente, constan de: secciones de entrada y salida, etapa de tratamiento, etapas de separación, mamparas, mecanismos de desnatación del aceite y rasquetas para mover los lodos obtenidos tal como se muestra en la Figura 2.

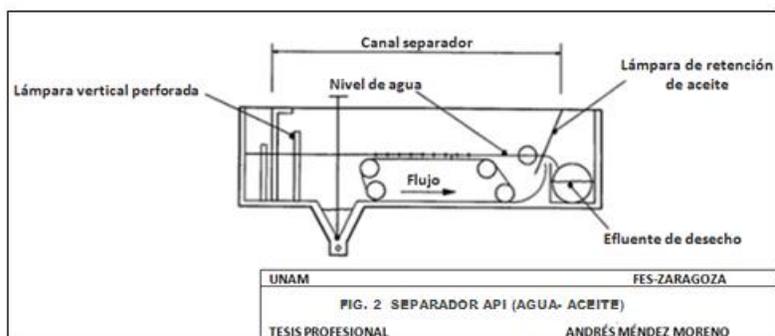


Figura 2. Separador API (agua-aceite).

II.2.1.1.3 Separadores de placas

El desarrollo de los separadores de placas ha sido resultado de los grandes requerimientos de espacio de los separadores API, debido a que con estas unidades se logra reducir el tamaño del equipo sin que la eficiencia de remoción agua-aceite se vea afectada. Los separadores de placas se diseñan para incrementar el área de separación mediante el uso de un paquete de placas. Los Separadores de placas son Separadores de Gravedad que contienen un paquete de placas corrugadas inclinadas, arregladas de tal forma que las partículas de aceite contenida en el agua producida pasan a través de ellas, atrapadas por las placas, las partículas de aceite se elevan y

coalescen con otras partículas de aceite, moviéndose hacia la parte superior del paquete de placas donde son removidas.

Hay diferentes tipos de separadores de placas:

II.2.1.1.4 Separadores de placas paralelas PPI

Para este tipo de separadores se tienen disponibles en el mercado dos tipos de separadores. Uno constituido por uno o más conjuntos de placas inclinadas a un ángulo de 45° respecto a la horizontal y otros con placas inclinadas pero a un ángulo de 60° como se muestra en la Figura 3.

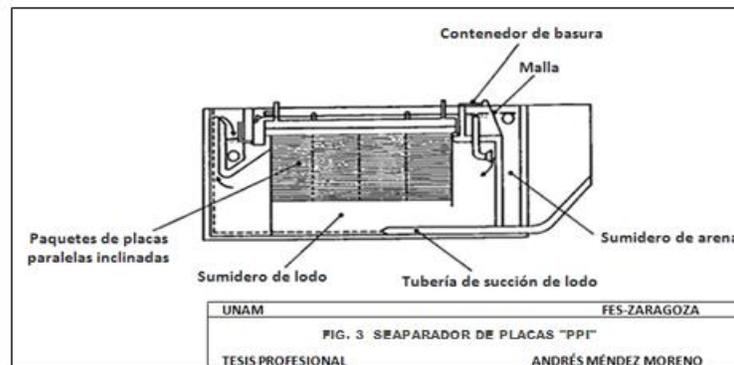


Figura 3. Separador de placas paralelas "PPI".

Por otro lado, el espaciamiento entre placas puede ser modificado para mejorar la separación. Así mismo, la separación de la mezcla agua-aceite se ve favorecida por: la inclinación de las placas, el incremento del área efectiva de coalescencia y la disminución de la trayectoria hacia la superficie donde se efectúa la aglomeración de las gotas de aceite. En una unidad "PPI" se logran separar de 60 micras de diámetro.

Con el separador de placas paralelas no es posible separar emulsiones estabilizadas ni mucho menos el aceite disuelto.

II.2.1.1.5 Separadores de placas corrugadas CPI

Este tipo de separadores es una versión sustancialmente mejorada respecto al separador de placas paralelas PPI. Sus principales características son: El arreglo de placas inclinadas a 45° respecto a la horizontal en la dirección del flujo del agua de desecho. Las unidades CPI generalmente son más compactas que las unidades PPI y son más eficientes para la separación de aceite. El principal problema de los separadores CPI es el taponamiento ocasionado por la presencia de sólidos. Algunos diseños recientes de las unidades CPI se caracterizan por inclusión de mecanismos que facilitan la limpieza de las mismas. Los separadores de placas corrugadas son ampliamente utilizados en plataformas marinas de producción de crudo, en razón de su alta eficiencia de separación agua-aceite y de su menor requerimiento de espacio que es una limitación importante en este tipo de instalaciones.

II.2.1.1.6 Separadores de placas corrugadas de flujo cruzado

Algunos fabricantes han modificado la configuración del separador “CPI” por otro, en el cual el agua aceitosa pueda fluir horizontalmente, en forma perpendicular al eje de las placas corrugadas. Este arreglo permite que las placas sean instaladas a un ángulo tal que se facilite la separación de los sedimentos y que el conjunto de placas sea convenientemente instalado dentro del recipiente a presión. Ver Figura 4.

Los separadores de placas corrugadas de flujo cruzado pueden ser construidos para recipientes horizontales o verticales.

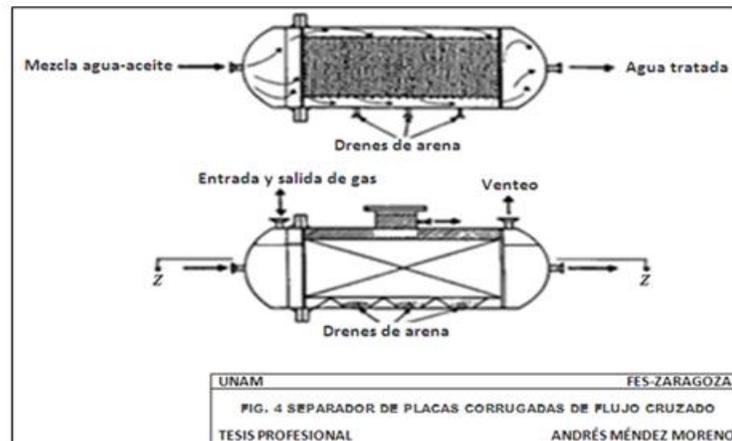


Figura 4. Separadores de placas corrugadas de flujo cruzado.

Los separadores “CPI” generalmente son más baratos y más eficientes para la remoción de aceite que los separadores de flujo cruzado. Sin embargo, es recomendable la utilización de estos últimos cuando se requiera operar la unidad a presión y la cantidad de sedimentos contenidos en el agua sea considerable.

Los separadores mencionados son utilizados fundamentalmente para la separación de aceite libre, emulsiones primarias inestables y sólidos aceitosos en suspensión. Las emulsiones estabilizadas, aceite solubilizado y aceite disuelto no pueden ser separados con estos equipos.

II.2.1.1.7 Factores primordiales de los equipos de separación por diferencia de densidades

- Diseño

La ley de Stokes es el principio fundamental que gobierna el diseño de todos los separadores anteriormente mencionados. Las consideraciones de diseño son: flujo, velocidad de separación de las gotas de aceite, características del agua de desecho y geometría del recipiente.

- Comportamiento

Los separadores mencionados son utilizados fundamentalmente para la separación de aceite libre, grandes gotas de aceite (emulsiones primarias inestables) y sólidos aceitosos en suspensión. Las emulsiones estabilizadas, aceite solubilizado no pueden ser separadas con estos equipos.

Los efluentes que afectan la eficiencia de la remoción de aceite son: flujo, tamaño de gota de aceite, densidad del aceite, características de agua de desecho, temperatura y diseño del separador. Para obtener una buena separación es esencial que la distribución del fluido alimentado sea tan uniforme como sea posible en la sección de entrada al equipo.

II.2.1.2 Centrífugas

Las centrífugas han sido ampliamente utilizadas para aplicaciones en tratamiento de lodos y separación de sólidos contaminantes de las aguas de desecho. En centrifugación, la mezcla agua-aceite viaja en trayectoria circular a lo largo de la unidad debido al movimiento rotacional del equipo. La fuerza centrífuga desarrollada por la rápida rotación del sistema mejora la separación de las dos fases. La fase con mayor densidad tiene un momentum más grande y se traslada hacia la periferia de la centrífuga; la fase menos densa se concentra en la línea del centro de la unidad.

Estos fenómenos ocurren como resultado de la fuerza centrífuga y la diferencia en densidades de las dos fases. Una diferencia grande en densidades produce una separación más rápida y un menor requerimiento de energía. Una diferencia mínima en densidad aproximadamente del 15% es suficiente para lograr la separación.

II.2.1.2.1 Factores primordiales de las centrífugas

- Diseño

El diseño de las centrifugas no ha cambiado mucho desde su primera introducción al mercado. Las centrifugas más utilizadas en el tratamiento de agua aceitosa son de tres tipos: barril, tubular, y de disco o placas.

Las centrifugas pueden ser diseñadas para flujo axial o radial. El diseño de flujo tipo axial permite un tiempo de residencia suficiente para lograr que ocurra la coalescencia, incrementando la eficiencia de separación.

- Comportamiento

La separación agua-aceite por centrifugación solamente es práctica cuando el aceite y/o partículas sólidas están presentes en alta concentración y las densidades de las fases líquida y aceitosa no son cercanas entre sí. La centrifugación es efectiva solo para la separación de aceite, sólidos aceitosos suspendidos, aceite libre y emulsiones primarias, aceite solubilizado y aceite disuelto. Este método ha sido utilizado con adición de aceites químicos, para desestabilizar y aglomerar emulsiones estables.

Este método se emplea principalmente para concentrar y recuperar aceite combustible de aguas aceitosas de desecho, cuando el contenido de agua en la mezcla a separar es mínimo.

La eficiencia de las centrifugas generalmente se encuentra en el rango del 60 al 80%, dependiendo de la naturaleza específica de los desechos aceitosos a tratar, concentraciones de aceite, sólidos suspendidos, temperatura etc. La presencia de detergentes tiene un efecto adverso en el comportamiento del equipo.

II.2.1.3 Hidrociclones

El principio básico de separación de los hidrociclones es similar al de las centrifugas. En este tipo de unidades, la mezcla agua-aceite es alimentada tangencialmente de modo que presente movimiento circular dentro del hidrociclón debido a la configuración circular del mismo. Las ventajas de los hidrociclones son: facilidad de mantenimiento

y la ausencia de partes en movimiento. Sin embargo, requieren apreciable potencia de bombeo para obtener la fuerza centrífuga necesaria para la separación del aceite. Los problemas asociados con la turbulencia creada durante la fase de separación hacen que este método sea ineficiente para tratar mezclas agua-aceite. Ver Figura 5

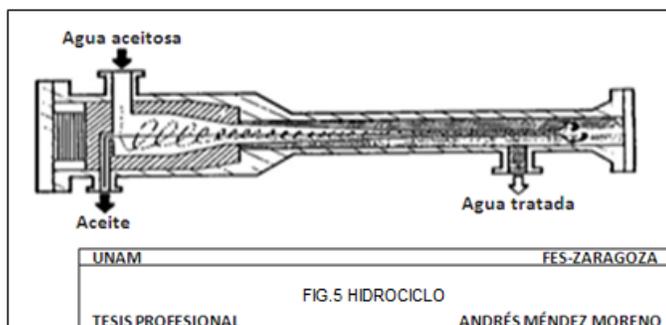


Figura 5. Hidrociclo

En los hidrociclones, la diferencia de densidades entre el agua y el aceite es determinante debido a que también están gobernados por la ley de Stokes, siendo reemplazada la fuerza de gravedad por la fuerza centrífuga.

La velocidad de separación de la mezcla agua-aceite en los hidrociclones, es mayor que en los separadores de placa ya indicados, debido a que la fuerza centrífuga aplicada podría ser superior a 1000 veces la fuerza de gravedad. Las eficiencias reportadas en la separación agua aceite para los hidrociclones se encuentra en el rango de 77 al 91%.

Las centrífugas y los hidrociclones según algunos autores, pueden ser útiles para la separación de aceite con tamaño de gota grande no siendo considerados como el mejor método y mucho menos el más avanzado.

II.2.1.4 Métodos de Flotación: Flotación por aire disperso y Flotación por aire disuelto (DAF)

La flotación es una técnica de separación en la cual el aceite emulsionado, ceras, grasas y sólidos suspendidos en el agua de desecho pueden ser removidos gracias a

la acción de numerosos burbujas microscópicas de gas. El proceso está constituido por las siguientes etapas:

1. Introducción de las burbujas de gas en el agua de desecho.
2. Colisión entre las burbujas de gas y las sustancias en suspensión.
3. Adherencia de finas burbujas en la superficie de las sustancias en suspensión.
4. Colisión entre las partículas suspendidas (con burbujas de aire adheridas en su superficie) formando aglomerados.
5. Entrampamiento de las burbujas de gas en los aglomerados.
6. Traslado hacia la superficie acuosa de los aglomerados obtenidos.

Se forma una capa de espuma en la superficie del agua de desecho la cual es separada por medio de un mecanismo de desnatación. La velocidad de separación de las sustancias aglomeradas puede ser expresada por la ley de Stokes:

$$V_o = \frac{gD_o^2(\rho_w - \rho_a)}{18\mu}$$

Las burbujas de gas adheridas a las sustancias en suspensión, en el proceso de flotación, afectan la densidad y el diámetro en la ecuación de la ley de Stokes, obteniéndose un incremento sustancial en la velocidad de separación, otros factores que afectan la velocidad de separación son:

- Flujo de gas suministrado por unidad de volumen de líquido.
- Distribución del tamaño de burbuja del gas y grado de dispersión.
- Propiedades superficiales de las sustancias en suspensión.
- Diseño hidráulico de la cámara de flotación.
- Concentración y tipo de sustancias en suspensión.
- Temperatura, pH, etc.

Diferentes tipos de gases han sido utilizados para los procesos de flotación sin embargo, el aire ha sido ampliamente utilizado para estos fines, debido a que se requiere una solubilidad limitada del gas en el agua a tratar.

Los métodos de flotación de aplicación más difundida son:

- Flotación por aire disperso.
- Flotación por aire disuelto (DAF).

Los cuales se diferencian entre sí en cuanto a la manera en que es introducido el aire al agua de desecho.

II.2.1.4.1 Flotación por aire disperso

En la flotación por aire disperso, el aire es suministrado al agua de desecho a través de diferentes mecanismos especiales de tubos de dispersión, tales como inducción mecánica, difusores, tubos perforados, etc. La utilización de difusores podría ocasionar problemas operativos, particularmente en aguas aceitosas que contienen altas concentraciones de sólidos suspendidos, ceras, y grasas, debido a que son susceptibles a taparse. Las burbujas de aire generadas en la flotación por aire disperso tienen diámetros de más de 1000 micras como se muestra en la Figura 6.

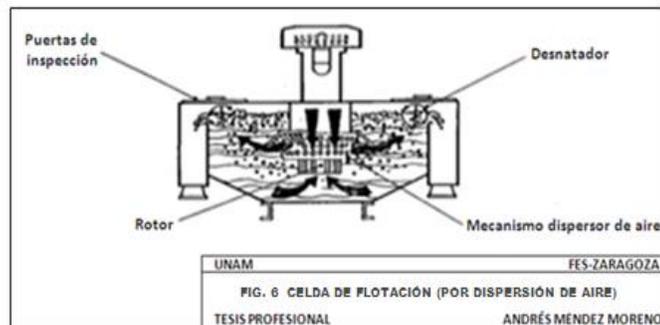


Figura 6. Celda de flotación (por dispersión de aire).

II.2.1.4.2 Flotación por aire disuelto (DAF)

En las unidades de flotación por aire disuelto (DAF), el agua aceitosa es saturada con aire a una presión entre 40 y 60 psig en un tanque de retención, para un tiempo de resistencia entre 1 y 5 min. Posteriormente, a través de una válvula de expansión, se reduce la presión de esta agua saturada a la presión atmosférica para ser alimentada

a la cámara de flotación. La reducción en la presión produce la formación de pequeñas burbujas de aire dentro del fluido acuoso cuyos diámetros son mayores de 50 micras. Los tiempos de retención normalmente utilizados en la cámara de flotación fluctúan entre 10 y 40 min. Los fabricantes de estas unidades generalmente recomiendan un suministro de aire en un rango de 0.2 y 0.5 pies cúbicos estándar por barril de agua a ser tratadas, con flujo de agua aceitosa recirculada entre 2 y 4 gpm/ft². Las unidades de flotación por aire disuelto pueden ser operadas de tres maneras: por presurización total del agua aceitosa a tratar, por presurización parcial (presurizando parte del flujo alimentado) y por presurización de la corriente de recirculación. Cada uno de los cuales tiene sus ventajas y desventajas, sin embargo, el método de presurización de la corriente de recirculación ha sido considerado superior a los demás. El flujo de la corriente recirculada normalmente es la tercera parte del agua aceitosa alimentada. Dichas unidades son las más comúnmente utilizadas de los métodos de flotación descritos en la Figura 7.

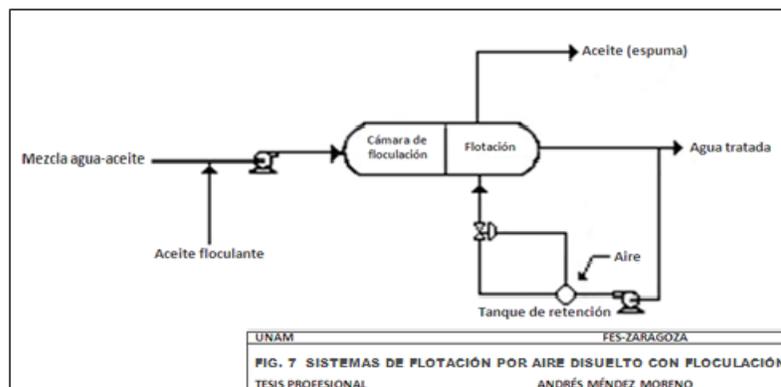


Figura 7. Sistema de flotación por aire disuelto con floculación.

II.2.1.4.3 Factores primordiales de los equipos de flotación

- Diseño

Las unidades de flotación por aire disuelto (DAF) comercialmente disponibles son de forma rectangular y circular y son construidas de acero al carbón. Los parámetros de diseño más importantes son: Presión, relación de recirculación, concentración de aceite en la alimentación y tiempo de residencia. Las unidades DAF generalmente

están construidas de cámaras con flujo horizontal. Con una relación longitud/ancho de 2:1 hasta 5:1, siendo generalmente más compactas que los separadores API. La eficiencia de este equipo puede ser incrementada al operar con más de una celda (multiceldas) de separación.

- Comportamiento

La flotación con aire es utilizada para remover grandes cantidades de aceite y sólidos suspendidos, y normalmente es precedida de separadores “API, PPI o CPI”. La eficiencia de la operación de flotación depende, en buena parte, del tamaño de burbuja de aire.

La mayoría de las unidades de flotación que operan con aire disperso contienen de tres a cuatro celdas. Pruebas experimentales de campo indican que con este diseño se puede esperar una eficiencia de separación del 50% por celda. Para las unidades de flotación que operan bajo el principio de aire disuelto, se han reportado eficiencias de separación entre el 60 y 90%.

El comportamiento de las celdas de flotación se ve afectado significativamente a causa de posibles movimientos que se presenten durante la fase de separación, afectando el desnatado de la capa de espuma y ocasionando que el aceite y los sólidos puedan dispersarse nuevamente en la fase acuosa. Para obtener una separación eficiente, la concentración de aceite en el agua de desecho alimentada no debe tener fluctuaciones significativas.

II.2.1.5 Filtros coalescentes

La coalescencia de aceite disperso en suspensión acuosa ocurre en casi todos los procesos de separación líquido-líquido. Originalmente, el método de separación con filtros coalescedores fue utilizado para separar agua del aceite en aerosol y, en virtud del éxito obtenido, fue adaptado para la separación de aceite contenido en el agua de desecho.

El término de coalescencia, utilizado en esta parte del trabajo se refiere al proceso de aglomeración de aceite inducido por el flujo de líquido a través del lecho poroso.

La coalescencia es una operación complicada, la cual ha sido extensamente estudiada, pero el fenómeno aún no se ha entendido completamente.

Se cree que en este tipo de filtros la coalescencia se debe a que el medio emulsionado (no estabilizado) es retenido en el medio poroso donde las gotas se aglomeran y crecen, hasta un tamaño tal que son arrestadas por el flujo del líquido. El aceite aglomerado es transportado a través del lecho poroso hasta la superficie del mismo, en donde este se separa en forma de gotas de tamaño suficientemente grande como para abandonar el medio acuoso por gravedad.

Una amplia variedad de materiales han sido utilizados como medio de coalescencia, tales como: fibras naturales (algodón y lana), materiales sintéticos (fibra de vidrio, viscosa, nylon, orlon y fieltro), espuma reticulada (de poro abierto) y materiales granulares (guijarro, arena, y tierra diatomasea, etc.).

II.2.1.6 Medio fibroso

La coalescencia a base de medio fibroso constituye la técnica más importante para separar agua-aceite. El material fibroso comúnmente utilizado es la fibra de vidrio. Por otra parte, la coalescencia a base de este material puede ser mejorada por medio del recubrimiento de las partes fibrosas de este con resinas sintéticas que le pueden proporcionar un carácter hidrofóbico o hidrofílico.

II.2.1.6.1 Factores primordiales de un equipo con medio fibroso

- Diseño de filtros coalescedores de medio fibroso.

Debido a que los mecanismos de coalescencia aún no han sido totalmente entendidos, el diseño de los filtros coalescedores en su mayor parte es empírico. La configuración

más común para este tipo de filtros es a base de cartuchos. Las propiedades deseables de los cartuchos son: estructura uniforme, suficiente apertura de poros y adecuada resistencia mecánica para presiones de operación entre 25 y 75 psig. La dirección del flujo de líquido a través del elemento de coalescencia, generalmente es radial hacia fuera. Los cartuchos (elementos del filtro) normalmente son instalados en recipientes cilíndricos que pueden ser montados tanto vertical como horizontalmente.

Los elementos coalescedores normalmente se encuentran disponibles en diferentes tamaños, dependiendo de la capacidad de la unidad. Estas unidades generalmente operan más de un cartucho, donde cada cartucho puede ser removido independientemente y la unidad ensamblada en su totalidad fácilmente. El tamaño de la fibra varía desde menos de 5 hasta 25 micras de diámetro. Por otro lado, a causa de los problemas asociados con los sólidos. La mayoría de estas unidades son equipadas con un prefiltro antes de los elementos coalescedores. El propósito principal del prefiltro es separar las partículas sólidas que podrían tapar los poros de los elementos del filtro coalescedor y precondicionar el fluido alimentado.

Los cartuchos, cuando son utilizados como prefiltro, tienen un tamaño de fibra entre 25 y 100 micras de diámetro.

Como se sabe, la separación por gravedad constituye una parte integral de la coalescencia, por ende, los coalescedores comercialmente disponibles cuentan con este diseño en un arreglo de múltiple etapa. La primera etapa se utiliza para una separación gruesa o el cual puede contener un prefiltro, y en las etapas sucesivas se puede alternarla coalescencia y separar por gravedad. Los parámetros más importantes para el diseño son:

- Cantidad de material fibroso, arreglo de las fibras y factores hidrodinámicos. Ver Figura 8.
- Comportamiento de los coalescedores de medio fibroso.

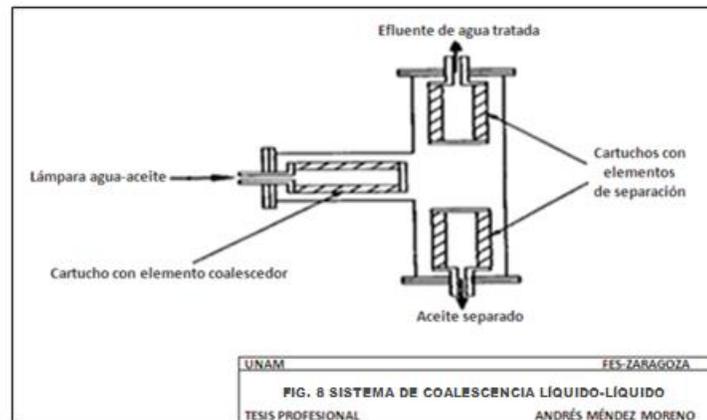


Figura 8. Sistema de coalescencia líquido/líquido.

La eficiencia de este tipo de unidades, para la separación de aceite, normalmente es afectada por dos factores:

1. Cambios en el tipo de aceite, grado de emulsificación, tamaño de gota y concentración de sólidos suspendidos.
2. Fluctuaciones en el flujo del agua de desecho alimentada, concentración de aceite en la alimentación y fallas del equipo.

Para lograr operar satisfactoriamente estos filtros coalescedores, es importante que los sólidos suspendidos y sustancias gelatinosas sean separados de la mezcla agua-aceite, debido a que interfieren notablemente en la coalescencia.

Se recomienda que estas unidades sean operadas para un contenido máximo de aceite en el agua de desecho alimentada de 200 ppm y que esta concentración fluctúe dentro de rangos más estrechos.

La eficiencia de estos equipos, si son operados correctamente y reciben el mantenimiento adecuado, podrían ser de hasta el 99%. Sin embargo, por lo general, las eficiencias reportadas son superiores al 90%. Por otro lado, con algunos filtros coalescedores comercialmente disponibles se ha logrado obtener hasta 10 ppm de aceite en el efluente acuoso. Sin embargo, estos equipos no pueden separar: aceite disuelto, aceite no coloidal, y emulsiones estabilizadas.

II.2.1.7 Capa granular

Entre algunos materiales que han sido utilizados como medio filtrante se tiene: arena, guijarro, tierra, diatomasea, etc. El material del lecho filtrante más económico y más comúnmente utilizado es la arena, el tamaño efectivo de esta fluctúa entre 0.35-1.0 mm.

II.2.1.7.1 Factores primordiales de un equipo con capa granular

- Diseño.

Las principales características de este tipo de filtros son:

- La utilización de un agente floculante que facilite la separación del aceite emulsionado.
- La operación de retrolavado que se efectúa con una corriente ascendente y que comprende:
 - Fase de lavado con aire de barrido y posterior lavado con agua.
 - Fase de enjuague con agua a la velocidad de tratamiento.
- Se recupera la eficiencia de operación del equipo formándose gotas de aceite aglomeradas continuamente. Ver Figura 9

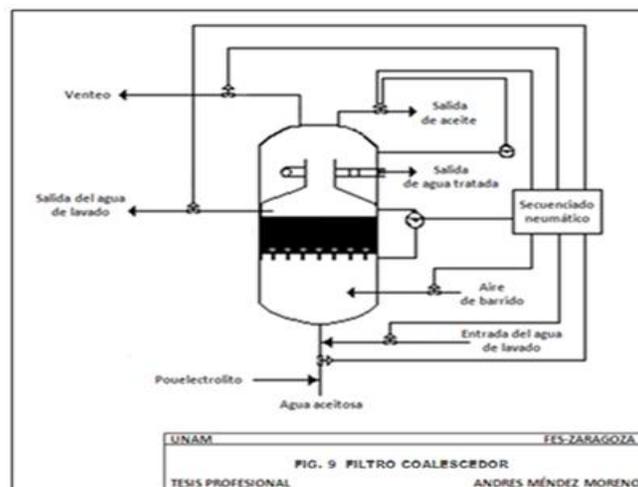


Figura 9. Filtro coalescedor

El principio fundamental de los filtros coalescedores del tipo granular consiste en alimentar el agua de desecho a través de estos, de modo que el líquido fluya desde el fondo del recipiente, ascendiendo a través del lecho granular hasta la superficie del mismo. El aceite se adhiere en la superficie de los gránulos en forma continua formando una película en la cual se aglomeran las gotas de aceite emulsionado, hasta obtener un diámetro tal que se separen por gravedad y viajar hacia la superficie del lecho poroso para su separación final.

La velocidad de separación de las gotas de aceite fluctúa, dependiendo del tamaño de las mismas, desde algunos que van en cm/h hasta 100 m/h, por otro lado, la presencia de sólidos en suspensión en el agua de desecho implica el tener una operación tal, que en paralelo a la coalescencia de aceite, se tenga también la filtración de estos. Sin embargo, este tipo de coalescencia no es recomendable cuando el agua aceitosa a tratar tiene alto contenido de hidrocarburos sólidos, tales como parafinas, o bien se tengan emulsiones con aceite muy viscoso.

**CAPÍTULO III.
PROCESOS
ACTUALES DE
SEPARACIÓN EN
PEMEX**

III.1 Función de la planta en una batería de separación

El objetivo de la Batería es procesar una corriente de crudo-gas-agua de baja presión proveniente de pozos de los campos productores de hidrocarburos. Estas corrientes de mezcla se recibirán en el área de producción para obtener crudo estabilizado que será enviado a las Centrales de Almacenamiento y Bombeo o directamente a terminales de almacenamiento para su distribución. Por otra parte, en el área de compresión se recibirán las corrientes de gas provenientes del área de producción y de baterías periféricas, para comprimirse y acondicionarse en alta presión. El acondicionamiento del gas consiste en recuperar los componentes licuables por medio de un sistema de refrigeración mecánica, los cuales se enviarán junto con los condensados al Complejo Procesador de Gas (C.P.G.).

III.2 Tipo de Proceso

III.2.1 Cabezales

La corriente de crudo-gas-agua proveniente de los pozos de los campos productores, llegarán a cabezales de recolección independientes que operarán a baja presión 4.0 a 6.0 Kg/cm² man. Las corrientes que provienen directamente de pozos fluyen hacia el área de producción de la Batería por la presión natural de los mismos, mientras que las corrientes provenientes de las baterías periféricas llegan por medio de bombeo. Además, se cuenta con cabezales para la medición de pozos, para los campos productores de hidrocarburos en baja presión a 4-6 Kg/cm² man.

III.2.2 Sección de Separación

Las corriente de crudo-gas-agua de baja presión será manejada en separadores por gravedad tipo trifásico, así como también la corriente crudo-agua proveniente de las baterías periféricas.

La emulsión de crudo-agua separada será trasegada por las bombas de cada separador, que proporcionarán la presión requerida por la sección de deshidratación

y desalado. El gas obtenido se envía al sistema de compresión y el agua amarga-aceitosa a la planta de tratamiento.

El gas obtenido de la mezcla de pozos será integrado con el gas proveniente de los separadores trifásicos para enviarse nuevamente a compresión.

III.2.3 Sistema de Medición de Pozos

La medición de pozos de los campos, se llevará a cabo en separadores de medición independientes. La medición del gas separado se hará mediante medidor tipo “Vortex” y el líquido pasará por un medidor tipo másico “Coriolis”. El sistema cuenta con la instrumentación necesaria para integrar el reporte de medición de pozos.

III.2.4 Sección de Deshidratación-Desalado

La emulsión de crudo-agua proveniente de la sección de separación se alimenta a unidades de deshidratación de tipo electrostático previamente calentado e inyectado de desemulsificante químico. Posteriormente, el crudo deshidratado se mezclará con agua de lavado para diluir las sales que contiene el crudo, y eliminarlas en los desaladores electrostáticos. El agua separada en esta sección se envía a la planta de tratamiento de agua residual-aceitosa.

III.2.5 Sección de Estabilización

El crudo deshidratado y desalado pasará a través de un separador elevado con el fin de separar por operación en presiones cercanas a la atmósfera, los componentes ligeros de la corriente de alimentación, para así obtener un crudo estabilizado con una especificación de Presión de Vapor Reíd (PVR) cercano a un valor de 6.5 psig. Los vapores producidos se enviarán a la sección de compresión.

III.2.6 Sección de Compresión de Gas y Recuperadoras de Vapor

El gas de super baja presión o cercana a la presión atmosférica, proveniente de la sección de estabilización, deberá alimentarse a la sección de recuperadoras de vapor con el fin de proporcionarle la presión necesaria para integrarlo a la corriente de baja presión.

Por otra parte, existe un sistema de compresión de baja a alta presión, el gas proveniente de la sección de separación, recuperador de vapores y el de las baterías periféricas será manejado con turbocompresores (previa inyección de inhibidor de corrosión para la protección de estos equipos) de tres etapas con interenfriamiento (existentes), con la finalidad de elevar la presión hasta un valor tal que el gas comprimido pueda ser recibido en los Centros Procesadores de Gas en alta presión, mínimo 68 Kg/cm² man.

Los condensados producidos durante las interetapas de compresión serán bombeados, para que finalmente también puedan ser enviados al Complejo Procesador de Gas (C.P.G.).

III.3 Baterías de separación

Una Batería de Separación es una instalación donde existe; un cabezal de recolección donde confluyen los fluidos para efectuar la separación y medición de las fases líquido y gas; además de almacenar y bombear el líquido separado. A los cabezales de las Baterías fluye la producción de pozos de manera independiente; así como de las corrientes provenientes de cabezales alejados; tanto la producción de cada pozo como de cada corriente se separan y miden a diferentes presiones y temperaturas.

En PEP se definen tres tipos de baterías de separación de hidrocarburos de acuerdo a su presión de operación:

- Alta Presión (AP): con una presión que va desde los 56 hasta los 90 Kg/cm².

- Presión Intermedia (IP): con intervalo de presiones que va de los 35 hasta los 55 Kg/cm².
- Baja Presión (BP): con un rango de presiones que abarca los 2 hasta los 34 Kg/cm².

La selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, dependen fundamentalmente de los objetivos que se pretenden alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción y maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos.

III.3.1 Descripción del proceso en una batería de separación

El Sistema de Separación y Estabilización parcial de la Batería estará constituido por las siguientes secciones:

- Sistema de interconexiones

En la batería se considerarán todas las interconexiones que se requieran de entrada y salida de la Batería, incluyendo las provenientes de diferentes campos.

- Sistema de separación bifásica

La mezcla proveniente del cabezal de recolección será recibida en el sistema de separación de baja presión, en donde se separará el crudo y el gas. El gas será comprimido y enviado a través de un gasoducto que se construirá para este propósito directamente a la succión de la estación de Compresión. Mientras que el crudo será enviado al tanque elevado para su estabilización parcial.

- Sistema de estabilización parcial.

El crudo proveniente del separador bifásico será enviado a un tanque elevado para su estabilización parcial. El líquido obtenido se enviará a través de bombas al Oleoducto

de la Batería. Por su parte los vapores obtenidos serán enviados a un sistema de recuperación de vapores.

- Sistema de bombeo.

De acuerdo con los requerimientos en el manejo de la producción de crudo, el sistema de bombeo deberá considerarse continuo, a falla en el Sistema de bombeo se deberá considerar relevo a tanque de almacenamiento. La flexibilidad de este sistema deberá estar constituida por bombas centrífugas accionadas por motor eléctrico con la opción de poder absorber variaciones de flujo y bomba de relevo accionada por motor de combustión interna. Además se deberá considerar bombas de trasiego para poder enviar el crudo del tanque de almacenamiento a las bombas de envío de crudo.

- Sistema de almacenamiento

Se construirá un Tanque de almacenamiento vertical de 20 Mbbls de capacidad para absorber los descontrolados que se pudiesen originar durante el envío de crudo.

- Sistema de medición de pozos.

Para el sistema de medición de pozos, se contará con un separador bifásico de baja presión. La medición del gas separado se realizará utilizando como elemento primario de medición la placa de orificio, y respecto al aceite con medidores másico tipo Coriolis. El sistema de medición a considerar deberá incluir los equipos con todos los elementos necesarios para totalizar los flujos instantáneos y acumulados, con las compensaciones por presión y temperatura.

- Sistema de recuperación de vapores.

Este sistema recuperará los vapores desprendidos de la estabilización parcial del crudo, dicha recuperación se llevará a cabo desde un nivel de superbaja presión a uno de baja presión, a través de compresores con la capacidad requerida de acuerdo al

nivel de estabilización. Los vapores recuperados se unirán con el gas proveniente del sistema de separación bifásica.

- Sistema de compresión de gas

El gas obtenido del sistema de separación bifásica y de la recuperadora de vapores será comprimido a través de compresores.

III.3.2 Válvulas controladoras de proceso

Son válvulas de construcción especial, usadas para controlar las variables del proceso de producción, como son: presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo en forma automática.

Estas válvulas pueden ser operadas por medio de una señal, resorte o contrapeso.

III.4 Separadores

Algunas veces los separadores son nombrados “depuradoras de gas” cuando la relación de la tasa de gas a líquido es muy alta. Algunos operadores utilizan el término “trampa” para separadores que manejan el flujo directamente de los pozos.

III.4.1 Secciones funcionales de las partes de un separador

Sin importar el tamaño o forma de un separador, cada separador gas-líquido contiene cuatro secciones principales.

- Desviador de la sección de entrada

El flujo de entrada al separador suele ser una mezcla turbulenta de alta velocidad de gas y líquido. Debido a la gran velocidad, los fluidos entran al separador con gran fuerza. El desviador de entrada, algunas veces denominado como la sección de

separación primaria, cambia bruscamente la dirección del flujo mediante la absorción de la dinámica del líquido permitiendo que el gas y el líquido se separen. Esto da como resultado la separación inicial “bruta” de gas y líquido.

- Sección de recolección de líquido

La sección de recolección de líquido, localizada al fondo del contenedor, proporciona el tiempo de retención necesario para que cualquier gas atrapado en el líquido se escape a la sección de sedimentación por gravedad. Además, provee un aumento de volumen para manejarlo en chisquetes intermitentes. El grado de separación depende del tiempo de retención previsto este se ve afectado por tres características principales: la cantidad de líquidos que el separador pueda contener, el ritmo en el que los fluidos entran al contenedor y la diferencia de densidad de los fluidos. La separación líquido-líquido requiere de tiempos de retención más prolongados que los de la separación gas-líquido.

- Sección de sedimentación por gravedad

Al entrar el flujo de gas a la sección de sedimentación por gravedad, su velocidad disminuye y las pequeñas gotas líquidas que entraron en el gas y que no fueron separadas por el desviador de entrada, son separadas por la gravedad y caen a la interfase gas-líquido. La sección de sedimentación por gravedad es medida de manera que las gotas líquidas mayores de 100 a 140 micras caen a la interfaz gas-líquido, mientras que las gotas líquidas más pequeñas permanecen en el gas. Las gotas líquidas superiores de 100 a 140 micras no son deseables, ya que éstas, pueden sobrecargar el extractor de vapor a la salida del separador.

- Sección de extracción de vapor

El gas que sale de la sección de sedimentación por gravedad contiene pequeñas gotas líquidas, generalmente menores de 100 a 140 micras. Antes de que el gas salga del contenedor, éste pasa a través de una sección de coalescencia o de extracción de

vapor. Esta sección utiliza elementos coalescentes que proveen de un gran espacio para combinar y remover las pequeñas gotas de líquido. Al fluir el gas a través de los elementos de coalescencia, éste debe realizar múltiples cambios en la dirección del flujo. Debido a su mayor masa las gotas no pueden seguir los rápidos cambios en la dirección del flujo. Estas gotitas chocan y se fusionan con los elementos coalescentes, de esta manera caen a la sección de recolección de líquido.

III.4.2 Clasificación de los separadores

Por su forma los separadores se clasifican en: verticales, horizontales y esféricos. Por la función en: bifásico y trifásicos: los primeros separan gas y líquido, y los segundos gas, petróleo y agua. Además, de acuerdo a la operación: en prueba y de producción.

Entre los equipos utilizados con mayor frecuencia tenemos: separadores de agua libre, a baja temperatura, eliminadores y depuradores.

El separador de prueba maneja la producción de un solo pozo con el fin de determinar o cuantificar la producción de gas y de líquido, mediante los respectivos sistemas de medición. Es más pequeño que el de producción y generalmente se construyen con una capacidad de 10,000 BBL de fluido.

El de producción recibe y trata el fluido de varios pozos de un campo. Es de mayor capacidad que uno de prueba.

El separador de tres fases es de tipo horizontal y se conocen como eliminadores de agua libre o Free Water Knock-Out (FWKO). Separan la fase líquida en petróleo y agua no emulsionada además de la gaseosa, debido a que disponen de suficiente tiempo de residencia o retención.

Es importante conocer la producción de cada pozo. Con este fin en el separador de prueba se utilizan dos sistemas: La medición por orificio, para cuantificar la cantidad de gas, y el medidor de turbina, que permite establecer el flujo líquido. Además para

determinar el volumen de petróleo manejado en una estación de producción se dispone del Sistema de Medición de Medición y Transferencia de Custodia o Lease Automatic Custody Transfer (LACT).

III.4.2.1 Separador a dos fases crudo-gas

III.4.2.1.1 Separadores horizontales

El fluido entra al separador y choca contra una placa provocando un cambio repentino de momentum lo que origina la primera separación de gas líquido. La fuerza de gravedad causa que las gotas de líquido caigan al fondo del separador. Esta sección del separador de recolección de líquido provee el tiempo de retención requerido para que el gas atrapado en el líquido se separe y fluya hacia la sección de vapor, luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. Este controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

El gas fluye después de la placa horizontalmente por encima del líquido, a medida que el gas fluye a través de esta sección, las gotas atrapadas en el gas que no fueron separadas por la placa se separan por gravedad y caen hacia la interfase gas-líquido. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son separadas fácilmente en la sección de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas.

Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas-líquido. Ver Figura 10.

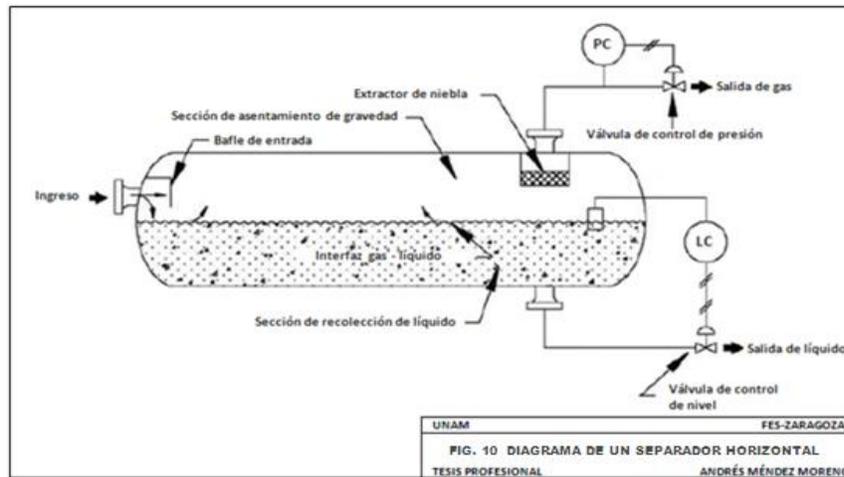


Figura 10. Diagrama de un separador horizontal

III.4.2.1.2 Separadores verticales

En esta configuración el flujo de entrada entra al recipiente por un lado. Al igual que con el separador horizontal, el desviador de ingreso hace la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal. El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego arriba hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de fundición/extractor de neblina antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal. Ver Figura 11.

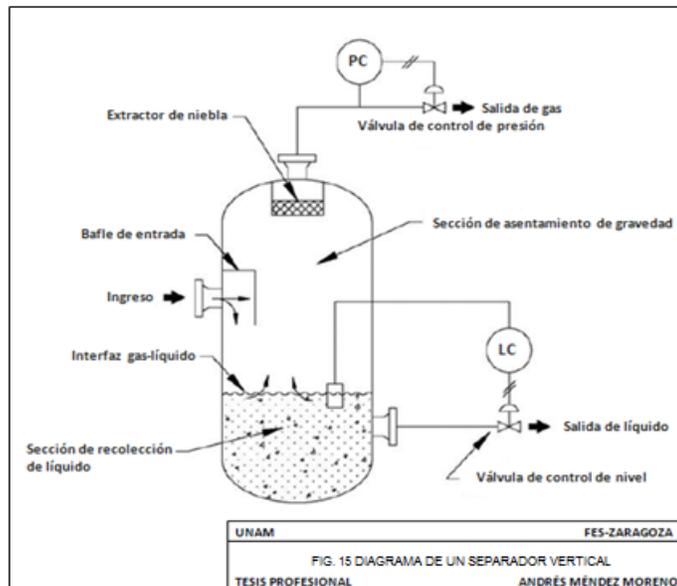


Figura 11. Diagrama de un separador vertical

III.4.2.1.3 Separadores esféricos

Los separadores esféricos pueden ser considerados como un caso especial de separadores verticales sin un casco cilíndrico entre los dos cabezales. Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleada líquido y dificultades con la fabricación, los separadores esféricos ya no son especificados para aplicaciones en campos petrolíferos. Ver Figura 12.

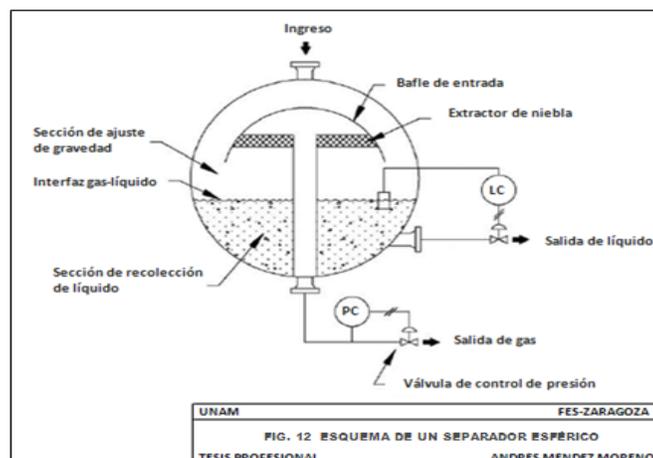


Figura 12. Esquema de un separador esférico

III.4.2.1.4 Otras configuraciones

Algunos separadores se diseñan para operar por fuerza centrífuga, aunque presentan la ventaja de ser menores en tamaño, no se usan porque son muy sensibles a los cambios de carga y producen una gran caída de presión.

Los separadores de doble barril son comunes donde existe una muy pequeña cantidad de líquido, la corriente entra por el barril superior, el líquido se recolecta en el barril inferior y el gas pasa a través de un removedor de niebla antes de salir del recipiente logrando que las pequeñas gotas caigan hacia el barril inferior. Debido a su alto costo no son frecuentemente usados en la industria petrolera.

Otro separador donde existe muy poco líquido son los tanques de filtro los cuales operan como los separadores de doble barril pero también debido a su alto costo no se utilizan en la industria.

III.4.2.1.5 Elementos internos del recipiente

- Desviadores de ingreso.

La Figura 13, muestra dos tipos básicos de desviadores que se utilizan comúnmente. El primero es un deflector tipo baffle el cuál puede ser una placa esférica o una placa plana, un cono o algún dispositivo que cause un cambio de dirección repentino y que obligue al gas desprenderse del líquido. El diseño de estos baffles se gobierna principalmente por los soportes estructurales requeridos para resistir las cargas por impacto de momentum. La ventaja de las medias esferas o conos es que crean menos disturbios que las placas evitando problemas de emulsificación.



Figura 13. Tipo de dispositivos

El segundo dispositivo, es un ingreso tipo ciclónico que usa la fuerza centrífuga en vez de la agitación mecánica para desprender el gas del líquido, este desviador puede tener una chimenea ciclónica. Generalmente usan una boquilla de entrada lo suficiente para crear una velocidad de 20 ft/s alrededor de una chimenea con un diámetro no mayor a $2/3$ que el diámetro del recipiente.

- Rompedores de olas.

En separadores horizontales largos es necesario instalar rompedores de olas que no son más que baffles verticales que espacian la interfase gas-líquido y se colocan perpendiculares al flujo.

- Placas desespumantes.

Se puede formar espuma en la interfase cuando burbujea el gas al separarse, esta espumación se puede estabilizar con antiespumantes en la alimentación. Otra solución más efectiva, es forzar que la espuma pase a través de una serie de placas paralelas inclinadas o tubos para permitir la coalescencia de las burbujas de espuma.

- Rompedores de vórtex.

Es buena práctica incluir un rompedor simple de vórtex para detener el vórtex cuando se abre la válvula de control. El vórtex puede jalar algo de gas de la sección de vapor y salir junto con el líquido.

- Extractores de neblina

Los más comunes son los parches de malla de alambre y los “vanes”. Los parches de malla están hechos de acero inoxidable tejidos empacados en un cilindro. La separación depende en el rango de la velocidad apropiada. Si la velocidad es muy alta, las gotas se filtran hacia el gas, si la velocidad es muy baja las gotas fluyen sin coalescer.

La construcción es normalmente con un espesor entre 3 y 7 pulgadas y la densidad de la malla es de 10 a 12 lb/ft³. Una malla bien diseñada puede retener hasta un 99% de gotas de 10 micras y un poco mayor a esta, sin embargo, la desventaja es que se tapan fácilmente.

Los vanes forzan al gas a salir en flujo laminar entre las placas paralelas y las gotas coalescidas que caen en dirección hacia la sección de líquido. Se diseñan para tener poca caída de presión a pesar de producir flujo laminar.

Algunos separadores tienen un separador de niebla centrífugo que separan las gotas por la fuerza centrífuga pero no son muy usados porque su eficiencia de coalescencia es muy sensible a cambios de flujo, aunque sean pequeños. Sin embargo, requieren mayor caída de presión para crear la fuerza centrífuga. Ver Figura 14.

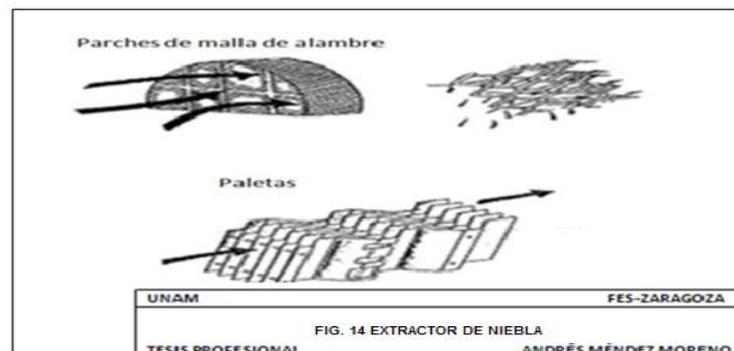


Figura 14. Extractor típico de niebla.

III.4.2.2 Separador de tres fases

El término "separador de tres fases" se utiliza normalmente cuando hay una gran cantidad de gas que separar del líquido.

A continuación se mencionan las partes de un separador y los diferentes tipos de separadores, mencionando brevemente las características de operación de los separadores de tres fases, en sus formas horizontal, vertical y esférica.

III.4.2.2.1 Separador horizontal trifásico

Se pueden diseñar para tres fases separadores horizontales y verticales, la mezcla entra al separador y choca contra el deflector de entrada, el cambio repentino de momentum hará la primera separación.

En la mayoría de los diseños, el deflector cuenta con un conducto que lleva al líquido por debajo de la interfase gas-aceite, el fondo del recipiente provee el tiempo necesario para que la emulsión se separe y el agua se concentre en el fondo. La Figura 15, ilustra un típico separador horizontal con una placa de separación de fases en el fondo, esta placa mantiene el nivel del aceite y el controlador mantiene el nivel del agua. El aceite se desnata por arriba de la placa y su nivel se controla por medio de la válvula de control de nivel de aceite.

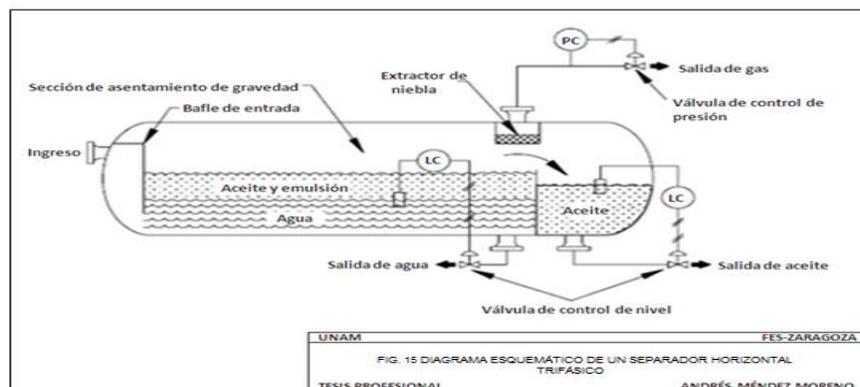


Figura 15. Diagrama esquemático de un separador horizontal trifásico

Un controlador del nivel de la interfase registra la altura para mantenerla estable mediante el desalojo controlado del agua separada. El gas fluye horizontalmente y sale a través del eliminador de niebla hacia la válvula controladora de presión del recipiente.

El nivel de la interfase gas-líquido se mantiene entre el 50 y 75% del diámetro dependiendo de la importancia de la separación gas-líquido. La configuración normal es mantener el separador al 50%.

La Figura 16, muestra una configuración llamada “cubeta y placa” esta configuración elimina el controlador de la interfase, donde tanto el aceite como el agua fluye sobre placas y el control de nivel se lleva a cabo por medio de un flotador.

El aceite se derrama hacia una cubeta donde se controla su nivel por medio de una válvula de control, lo mismo sucede con el agua.

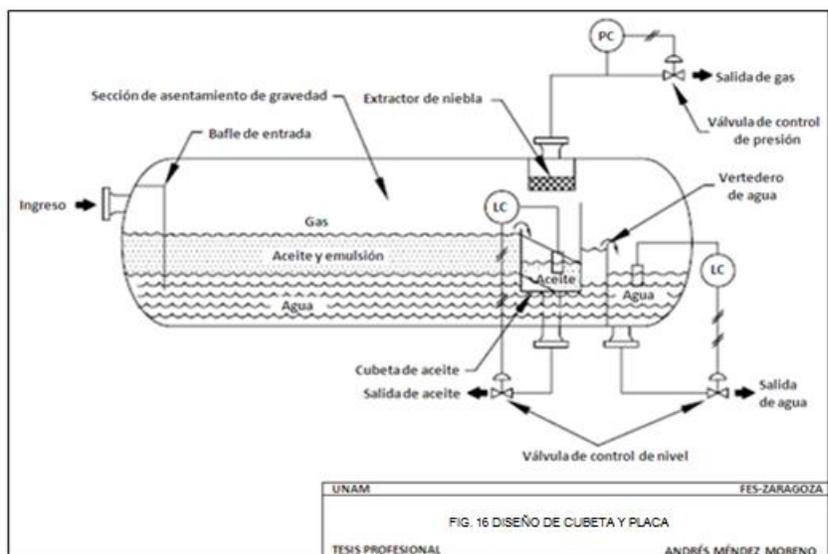


Figura 16. Diseño de cubeta y placa.

La altura de la placa del aceite controla el nivel del separador. La diferencia entre las placas separadoras del aceite y el agua, controla el espesor de la interfase debido a la diferencia de gravedades específicas. Es de vital importancia para la operación del separador, que la altura de la placa de retención del agua sea lo suficientemente más

pequeña que la del aceite para que el espesor de la interfase tenga suficiente tiempo de retención para el aceite. Si la placa del agua es demasiado pequeña y la diferencia de gravedades específicas no es lo suficientemente grande, el espesor de la interfase podría incrementarse hasta el punto que el aceite se rebose hasta la salida del agua. Normalmente tanto la placa retenedora de agua como la del aceite, se fabrican de tal manera que se ajusten una con otra, para así, minimizar cambios en las gravedades específicas agua-aceite o incrementos de flujo.

III.4.2.2 Separador vertical trifásico

La Figura 17, muestra un arreglo típico de separador vertical de 3 fases. El flujo entra por un lado y se requiere una chimenea para igualar la presión del gas entre las dos secciones líquido-vapor.

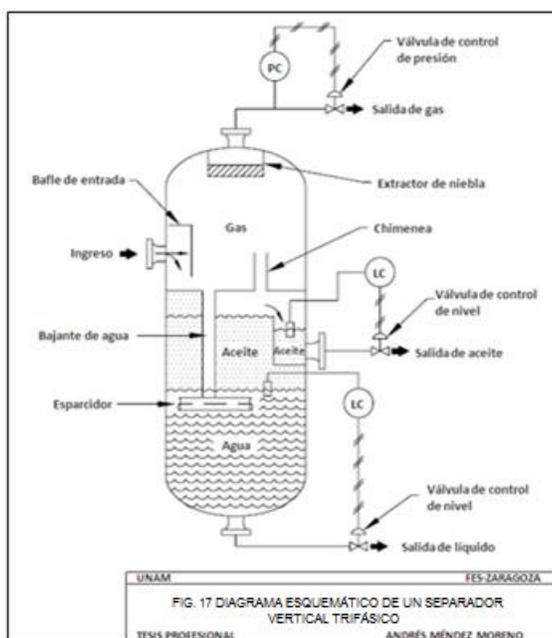


Figura 17. Diagrama esquemático de un separador vertical trifásico.

La mezcla entra al separador y choca con el deflector de entrada donde se realiza la separación de la mayor parte del gas. Se cuenta con un tubo que dirige el líquido hacia abajo a través del interfaz gas-aceite, este se une a un tubo difusor el cual se encuentra situado por debajo de la interfase agua-aceite, la salida de los líquidos pase por el

proceso de “lavado con agua” y esto permite la coalescencia de las gotas de agua. Adicionalmente es necesaria la colocación de una chimenea para igualar la presión del gas en la sección inferior y la sección de gas.

A medida que aumenta el volumen de entrada, el agua libre se separa de la fase de aceite. Las gotas de agua fluyen en contracorriente al flujo del aceite, de la misma forma, el agua fluye hacia abajo y las gotas de aceite atrapadas en agua fluyen en contra corriente al flujo de agua.

Cuando se espera una gran cantidad de arena en el flujo, se utiliza un separador de tipo fondo cónico, el cono está en un ángulo a la horizontal entre 45 y 60°, el cono puede ser de la misma estructura del recipiente o se puede instalar.

Lo principal, es regular estrictamente el nivel, se utiliza un flotador para controlar la interfase gas-aceite y una válvula de control para el aceite. También se utiliza un flotador para controlar la interfase aceite-agua y una válvula de nivel para desalojar el agua libre, como no lleva placas de separación, este tipo de separadores son fáciles de fabricar y manejan mejor arena y sólidos.

Un segundo método utiliza una placa para controlar a un nivel constante el nivel de la interfase gas-aceite. Esto da como resultado una mejor separación de agua en el aceite, puesto que todo el aceite tiene que flotar hasta la altura de la placa antes de salir del recipiente. La desventaja es que la cubeta de aceite incrementa el volumen del recipiente y se vuelve más caro, además no es tan eficiente para separar la arena.

Un tercer método utiliza 2 placas lo que elimina la necesidad de utilizar un flotador de interfase. El nivel de la interfase se controla por la altura externa de la placa de retención del agua, relativa a la placa de aceite o a la altura de la boquilla de salida. Esto es similar al diseño de placas y cubetas en separadores horizontales. La ventaja de este sistema es que elimina el control de nivel de la interfase, la desventaja es que requiere tubería externa adicional y mayor espacio.

III.4.2.2.3 Elementos internos del recipiente

Los internos más comunes para separadores de dos y tres fases, son: deflectores de entrada, rompeolas, placas anti-espumeante, interruptores de vórtice, propulsores de arena y drenajes, y extractores de niebla. Las partes interiores adicionales que ayudan en la separación de aceite y agua se presentan en esta sección.

- Placas coalescentes.

Son del mismo tipo descritos anteriormente sin embargo, existen otros dos tipos que son placas coalescentes y eyectores de arena. Las primeras significan un ahorro en el tamaño del recipiente pero debido a la facilidad de taparse, se recomienda usarlos en donde existan limitaciones severas de espacio.

- Eyectores de arena y drenes.

En separadores trifásicos horizontales se puede acumular arena en el fondo lo que puede ocasionar mal funcionamiento, para eliminarla se colocan drenes de manera controlada, y por medio de eyectores de alta presión a base de agua se revuelve la arena y se drena. Los eyectores se diseñan con boquillas para expeler el agua a 20 ft/s.

III.5 Deshidratación

En esta etapa se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desémulsificantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo de calentamiento.

Un diagrama del proceso de deshidratación se presenta en la Figura 18, donde se incluye:

- Eliminación del agua libre para evitar el desperdicio del calor (para elevar 1 °F se requiere 150 Btu para el agua y 280 Btu para el aceite).
- Pre calentamiento donde se aprovecha el aceite tratado que es cedido para precalentar el crudo de entrada.
- Calentamiento para alcanzar la temperatura del proceso seleccionado.
- Una unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce de 0.2 a 2% de agua.

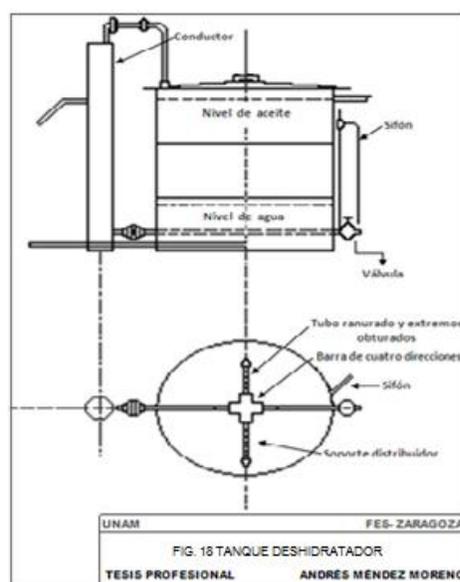


Figura 18. Tanque deshidratador

III.5.1 Factores en el tratamiento de emulsiones agua en aceite

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos en el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían dramáticamente desde 0.002 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm del benceno en agua. La presencia de dobles enlaces carbono-carbono (por ejemplo alquenos, dialquenos y aromáticos) incrementan la

solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Una emulsión es una suspensión casi estable de finas gotas de un líquido dispersos en otro líquido. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macroemulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como microemulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0.5 a 50 micras.

Existen tres requisitos para hacer emulsión:

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

Las emulsiones son causadas por turbulencia o agitación ya que el golpeteo dispersa una de las fases en muchas gotas pequeñas. La tensión interfacial o superficial tiende a la coalescencia de las gotas. Muchas gotas dispersas en una fase continua tienen una gran área colectiva interfacial, sin embargo, como las partículas coalescen, el área total interfacial disminuye. La tensión superficial representa energía potencial disponible para reproducir un área interfacial más pequeña. Una tensión interfacial baja, disminuye la coalescencia de las gotas de la emulsión.

Una tercera sustancia o agente emulsificante debe estar presente para estabilizar la emulsión. El tipo emulsificador es un agente activo de superficie o surfactante. Las moléculas del surfactante son anfipáticas, es decir una parte de la molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactantes se alinean a

ellas mismas en la interfase polar “hidrofílica” en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite.

Esta película estabiliza la emulsión debido las siguientes causas:

- Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas. Este decremento en la tensión superficial puede ser dramático. Añadiendo menos del 1% de un surfactante puede reducir la tensión superficial de las gotas de aceite en agua de 30-35 mN/m.
- Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas. Este tipo de película ha sido comparada como una envoltura plástica.
- Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo tipo de estabilización ocurre cuando los emulsificadores son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser humedecidas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsificadores son el sulfuro de hierro y la arcilla.

Los dos tipos de emulsiones agua-aceite son conocidas como aceite-en-agua (o/w) y agua-en-aceite (w/o). Las emulsiones o/w se refieren a aceite disperso en el agua y las emulsiones w/o se refieren a agua dispersa en el aceite. El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente del tipo de agentes emulsificantes.

Una regla empírica predice que surfactantes predominantemente solubles en aceite forman emulsiones w/o y surfactantes solubles en agua producen emulsiones o/w. En los campos petroleros las emulsiones agua en aceite (w/o) son llamadas emulsiones regulares, mientras que las emulsiones aceite en el agua (o/w) son llamadas

emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que las emulsiones múltiples o complejas “o/w/o” o “w/o/w” pueden también ocurrir.

Emulsiones del tipo o/w/o se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite. En el presente trabajo se centra en emulsiones agua en aceite, porque estas son las más comunes en el manejo de crudo.

En las emulsiones regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (A&S) y la fase continua es aceite crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamado agua y sedimento básico (A&SB).

Las emulsiones regulares producidas pueden ser clasificadas como duras y suaves. Por definición una emulsión es muy estable, dura y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o de dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de 5 minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsificada se encuentra en intervalos <1 a >60% de volumen. En los crudos ligeros los valores >20°API las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20% de volumen de agua, mientras que en los crudos pesados, <20°API tienen a menudo de 10 a 35% de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua-aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos, son factores que promueven la formación de emulsiones. En resumen, los problemas de emulsiones en

los campos petroleros llegan a ser más severos que los métodos que se utilizan para incrementar la recuperación de aceite.

III.5.2 Métodos de deshidratación de crudo

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo.

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- Tratamiento químico
- Tratamiento gravitacional
- Tratamiento térmico
- Tratamiento electrostático

III.5.3 Tratamiento químico

Aunque a este caso se le considere extraño, pero al mismo tiempo acertado, los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte acción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. 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.

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 tienen a producir emulsiones inversas (w/o).

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

Los productos químicos desemulsificantes puedan caracterizarse como sigue:

- Esteres: son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
- Di-epóxidos: son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Uretanos: buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.
- Resinas: son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- Polialquilenos: son deshidratadores pobres pues tienen un lento asentamiento de las gotas de agua.
- Glicoles: requiere mezclarse con otros para aplicarse.
- Sulfanatos: estos son buenos humectantes de sólidos y tiene la capacidad para llevar a cabo el asentamiento de las gotas de agua, sobredosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- Poliesteraminas: se les considera como agentes de superficie activa altamente violentos, deshidratan en bajas dosificaciones y producen emulsiones inversas (o/w).

- Oxialquilados: son agentes humectantes usados en mezclas.
- Poliaminas: estos son lentos en asentamientos de las gotas de agua.
- Alcanolaminas: a diferencia de las poliaminas, estos son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, 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.

Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite, esto es para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

Por lo contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio, de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben de ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aún más la emulsión regular (agua-aceite) y puede producir emulsiones inversas (aceite-agua). Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo), esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-20 minutos) requieren desemulsificantes de acción rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales
- No es siempre económico romper las emulsiones solo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de la energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

III.5.3 Tratamiento gravitacional

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques sedimentadores, tanques de lavado, "Gun Barrels" y eliminadores de agua libre (EAL). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos.

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

El agua es removida por la fuerza de gravedad, y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustibles de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar un barril de agua 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía y se tiene problemas de incrustación se requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los eliminadores de agua libre, no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Los compuestos químicos rompedores de emulsión pueden, ser adicionados a la alimentación del recipiente. Los EAL están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

Otro sistema que es muy importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados "Gun Barrels"; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores, de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desémulsificadores químicos.

III.5.4 Tratamiento térmico

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor.

En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este presenta problemas

de sedimentos de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos.

Estos calentadores directos maniobran eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

El diseño normal de un tratador-calentador tipo vertical cumple con las siguientes funciones:

- Desgasificado de la emulsión de entrada
- Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento
- Lavado con agua y calentamiento de la emulsión
- Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua. Cabe señalar que la coalescencia mecánica puede ser usada en esta sección.

El aceite deshidratado caliente puede ser usado para calentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor.

Los calentadores-tratadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y esta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL es una solución ideal.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego direccionada hacia la parte de abajo para la precipitación del agua libre y la arena. Después la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la selección de coalescencia.

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositan en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos pueden causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento.
- Interferir los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas. Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operan a 30 psig por arriba de la presión de operación del calentador y pueden remover los sedimentos para su drenado en la parte inferior del recipiente.

En los calentadores de tipo directo primero se calienta el fluido. Posteriormente, a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación. En este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F, baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa al movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
- Debilita la película de desemulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles de crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen de crudo calentando (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustibles.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requiere mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

III.5.5 Tratamiento electroestático

La velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, tal como se exponen en la ley de Stokes. Por ejemplo, una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33°API a 100°F y una viscosidad de 6.5 Cp se asienta a una velocidad de 0.07 ft/h. La molécula de agua es polar por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite debido a dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Sometidas a un campo electroestático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electroestático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Una gota de agua aislada y en contacto con un electrodo cargado adquiere la siguiente carga:

$$Q = 1.65(4\pi r^2) \times \epsilon_{oil} \times \epsilon_o \times E^2$$

Esta gota de agua con carga eléctrica tiene la siguiente fuerza electrostática:

$$F_e = QE = 6.6\pi r^2 \times \epsilon_{oil} \times \epsilon_o \times E^2$$

La fuerza de atracción entre dos gotas de agua con cargas opuestas es, de acuerdo a la ley de Coulomb:

$$F_e = \frac{Q_1 \times Q_2}{4 \times \epsilon_{oil} \times \epsilon_o \times x^2}$$

Para dos gotas polarizadas de igual tamaño, alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F_e = \frac{3\pi \times \epsilon_{oil} \times \epsilon_o \times E^2 \times d^6}{x^4}$$

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de la fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20°API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 Kv/pulg.

III.6 Desalado

Los separadores mencionados anteriormente en este capítulo han eliminado el agua libre con gotas de gran tamaño, pero no aquellas millones de pequeñas gotas de agua suspendidas en el crudo que son muy difíciles de separar por gravedad. Esta agua debe ser eliminada, sobre todo porque lleva gran cantidad de sales disueltas que, de no ser eliminadas, causarían problemas de corrosión durante su transporte a las refinerías.

Para ello se utiliza el efecto coalescente en los campos electrostáticos. Los desaladores son unos recipientes provistos en su interior de electrodos en forma de placas. Al pasar entre dos de estas placas, las gotas se cargan electrostáticamente, unas con cargas positivas y otras negativas, dependiendo de las sales que lleven disueltas. Una vez cargadas, se ponen en movimiento y van chocando entre sí, formando gotas cada vez mayores que terminan cayendo hacia al fondo por gravedad. Para disolver más sales es conveniente mezclar el crudo con agua dulce, en un mezclador estático o en una válvula de mezcla, antes de entrar al desalador. A veces se utilizan dos desaladores en serie y esta aportación de agua dulce se utiliza después de que el crudo haya pasado por el primer desalador.

III.6.1 Procesos para efectuar el desalado

Los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado de crudos pueden compararse considerando los factores operacionales económicos, además de su disponibilidad en el mercado.

La aplicación correcta de los diferentes tipos de unidades de deshidratación y desalado depende del contenido de agua, de la sal del crudo a tratar y de las especificaciones del aceite tratado.

III.6.2 Equipos de desalado de crudo

La separación del agua y el aceite se lleva acabo utilizando:

- Separadores de tres fases:

Son aquellas unidades de separación de gas y líquido que se fabrican para la disociación de gas y aceite (dos fases) y para separar gas, aceite y agua (tres fases).

- Eliminadores de agua libre:

Los eliminadores de agua libre se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre, antes que la emulsión entre a tratamientos.

- Tanques deshidratadores (Gun Barrels).

Los tanques deshidratadores como se muestra en la Figura 18, están constituidos esencialmente de las siguientes partes:

- La línea de entrada
- El tubo conductor, el cual tiene tres propósitos principales:

- ✓ Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque deshidratador.
 - ✓ Sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión.
 - ✓ Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.
- El cuerpo del deshidratador
 - La línea de salida del agua constituida por un sifón
 - La línea de salida del aceite.
- Tratadores convencionales.

El equipo moderno está formado de unidades que proporcionan por sí solas, asentamiento, calor, agitación, entre otras a la emulsión que se trata. Una de estas unidades se ilustra en la Figura 19. La emulsión entra en A y pasa a la sección B de precalentamiento, en la sección C se separa el agua libre, la emulsión asciende por D y se canaliza por la sección E donde se desgasifica totalmente, efectuándose en F el calentamiento de la emulsión desgasificada y el asentamiento del agua. En G se remueve el agua separada; en H está el controlador de la presión diferencial. La emulsión pasa a una sección de coalescencia J para lograr la remoción efectiva de restos de agua del aceite. En K se descarga automáticamente el agua; en I el aceite termina de limpiarse antes de salir a almacenarse.

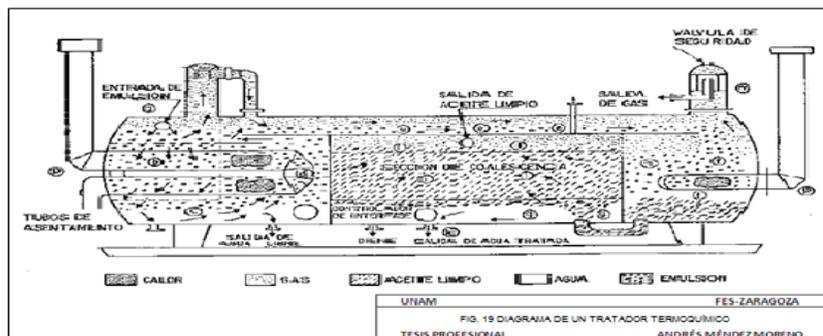


Figura 19. Diagrama de un tratador termoquímico.

- Tratadores electroestáticos.

Los elementos primarios son:

- Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea entrante (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts con 50 o 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
- Electrodo inferiores o de carga.
- Electrodo a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.

Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

La emulsión se reparte en la sección eléctrica mediante un distribuidor, que la obliga a pasar varias veces a través del campo eléctrico. La Figura 20, muestra un esquema típico de un tratador electrostático.

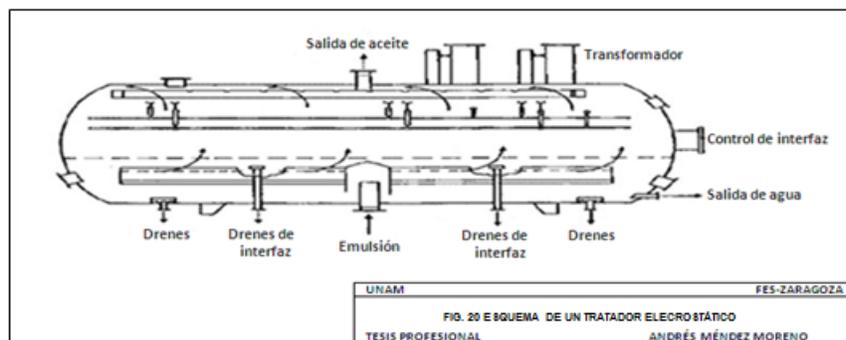


Figura 20. Esquema de un tratador electrostático.

III.6.3 Descripción del proceso de desalado

Los equipos que se utilizan para remover las sales del crudo, son desaladores tipo bioeléctrico, las cuales operan bajo el siguiente principio:

Con el fin de disolver las sales se inyecta agua fresca al crudo y la corriente se pasa a través de una válvula mezcladora para lograr un mejor contacto crudo-agua, formándose una emulsión. La mezcla crudo-agua salada entra a la desaladora por la parte inferior, en donde un cabezal distribuye el crudo en forma uniforme. El cual fluye hacia arriba a través de dos campos eléctricos de alto voltaje formados por tres electrodos, que reciben energía eléctrica de transformadores instalados externamente en la parte superior de la desaladora.

Cuando el crudo emulsionado entra en los campos eléctricos las gotas de agua se polarizan y se juntan, formando grandes gotas que se van al fondo de la desaladora por tener mayor densidad que el crudo. El crudo desalado abandona la desaladora por la parte superior a través de un colector. El agua salada sale por el fondo, en donde por un control automático se mantiene el nivel del agua.

Cabe mencionar que para mejorar la eficiencia de la separación crudo-agua y por consecuencia el desalado, se inyecta un desemulsificante en la corriente de crudo.

**CAPÍTULO IV.
INGENIERÍA
BÁSICA DE
PROCESO**

IV.1 Bases de diseño

El documento de bases de diseño es la fuente de información más importante que proporciona el cliente a la compañía de ingeniería, para que esta pueda llevar a cabo el diseño de una planta. En él se incluye información requerida para el diseño de proceso, tal como: capacidad, rendimiento, flexibilidad, ampliaciones futuras, especificación de las alimentaciones, condiciones de las alimentaciones, etc. Además de la información para realizar la ingeniería de detalle como eliminación de desechos, instalaciones requeridas de almacenamiento, servicios auxiliares, sistemas de seguridad, condiciones climatológicas, localización de la planta, etc. Así mismo es el documento más importante del que se dispone al finalizar un proyecto, ya que contiene los fundamentos del diseño que utilizó la compañía de ingeniería.

Al contener los lineamientos y especificaciones del proceso, el documento de Bases de Diseño, sirve como punto de partida para establecer las garantías que la compañía licenciadora deberá ofrecer a su cliente. En general las garantías pueden cubrir entre otros aspectos, la capacidad de la planta, las especificaciones de productos, los rendimientos, la flexibilidad de la planta, etc. Desde luego, para poder decir que el proceso resulta satisfactorio al analizar algunos de los aspectos mencionados, es necesario que la operación de la planta se realice siguiendo estrictamente las instrucciones del licenciador, quien a su vez tendrá mucho cuidado en vigilar que las variables operacionales fijadas por el cliente, como podrían ser la carga a la planta, la cantidad y calidad de los servicios auxiliares, se apeguen al contenido en este documento de Bases de Diseño.

De lo anterior se desprende que además de fijar los requerimientos del proceso, es un documento que puede ser útil desde el punto de vista legal.

IV.1.1 Generalidades

Las presentes Bases de Diseño definen los requerimientos y alcances de los trabajos a realizar por cada una de las diferentes disciplinas que intervienen en la elaboración

del proyecto para el diseño, suministro, instalación y puesta en operación de un separador trifásico de alta eficiencia, con su respectivo sistema de tratamiento de aguas residuales y de formación, enfriamiento de gas y automatización en la Batería Sen.

También se señala la normatividad que deberá consultar el proveedor para llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

IV.1.2 Función de la planta

- Ingeniería de proceso.

Para la elaboración de la Ingeniería Básica de este proyecto se tomarán en cuenta las necesidades, condiciones de operación y objetivos presentados por Pemex Exploración y Producción en sus bases de usuario, así como lo entendido en los códigos y normas nacionales e internacionales, en su última edición aplicable a este proyecto.

- Descripción del proceso actual.

Actualmente la Batería de separación Sen maneja una producción bruta de líquidos de 30,285 BPD y 82.0 MMPCSD de gas, proveniente de los pozos del campo Sen. De esta producción 1453 BPD corresponden al agua y el resto al aceite (aproximadamente el 4.8%). El proceso de separación que se lleva a cabo en la batería inicia al llegar la producción de los pozos proveniente de los cabezales de recolección Sen Norte y Sen Sur, al Juego de válvulas denominada también Área de Trampas; después del Área de Trampas, la alimentación pasa a separadores bifásicos de alta presión, de donde el gas separado pasa por una rectificación primaria, enfriamiento y rectificación ciclónica, posteriormente éste se envía al Centro Procesador de Gas Cactus. El aceite separado en los separadores bifásicos junto con los condensados que se recuperan del área de rectificación secundaria se descarga al Oleogasoducto

de 16"Ø para su envío a la Batería Oxiacaque, en donde continuarán a una segunda etapa de separación en baja presión.

En la Figura 21, se muestra un diagrama del proceso actual de la Batería de Separación Sen.

IV.1.3 Tipo de proceso

La operación de separación del gas en general se efectuará en un recipiente horizontal mediante la utilización de una placa de choque, y el efecto de los cambios múltiples de dirección y choque de la corriente de gas, a través de placas coalescedoras tipo "vane". Para las fases líquidas se contará con internos que eviten la formación de remolinos y aumenten la eficiencia de separación. Ver Figura 22

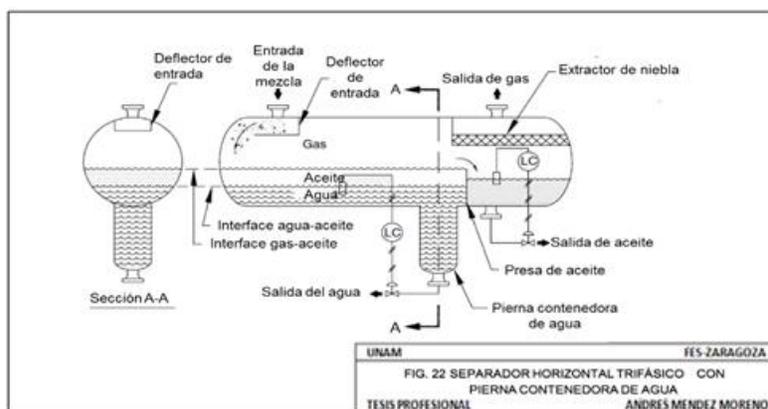


Figura 22. Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua

IV.1.4 Capacidad, rendimiento, flexibilidad y factor de servicio

- Factor de Servicio=1.0
- El sistema operará los 365 días del año.

La capacidad del Sistema de Separación Trifásica de la Batería Sen se consideró con base a los siguientes criterios:

Capacidad máxima:

La capacidad máxima del sistema de separación trifásica será de:

	Máxima
Gas (MMPCSD)	67.52
Aceite (MBPD)	24.53
Agua (BPD)	760

Gas @ 1 ATM y 60°F, Aceite @ 60°F

Capacidad normal:

La capacidad normal del sistema de separación trifásica será de:

	Normal
Gas(MMPCSD)	67.52
Aceite(MBPD)	24.53
Agua (BPD)	760

Gas @ 1 ATM y 60°F, Aceite @ 60°F

Capacidad mínima:

La capacidad mínima del sistema de separación trifásica será de:

	Mínima
Gas(MMPCSD)	18.75
Aceite(MBPD)	6.81
Agua (BPD)	210

Gas @ 1 ATM y 60°F, Aceite @ 60°F

➤ Flexibilidad del separador.

El separador operará de la siguiente manera:

De acuerdo a pronósticos de producción se considerará un horizonte a 10 años en el que el separador operará con una capacidad máxima de 67.52 MMPCSD de gas, 24 530.0 BPD de aceite y 760 BPD de agua de formación, hasta llegar al año 8 donde se presenta la mínima de producción de 18.75 MMPCSD de gas, 6.81 BPD de aceite y 0.21 BPD de agua de formación.

Pronósticos de Producción

Año	Gas	Crudo	Agua
	(MMPCSD)	(MBPD)	(MBPD)
1	67.52	24.53	0.76
2	54.82	19.93	0.62
3	46.10	16.76	0.52
4	36.16	13.15	0.41
5	28.70	10.43	0.32
6	25.92	9.43	0.29
7	23.57	8.57	0.27
8	18.75	6.81	0.21
9	19.81	7.19	0.22
10	20.65	7.50	0.23

IV.1.5 Especificaciones de las alimentaciones y productos de proceso

- Especificación de las alimentaciones en límites de batería.

Las características de la alimentación a la Batería Sen se presentan a continuación:

Componente	Composición de pozos		
	Mezcla	Líquido	Gas
	% Mol	% Mol	% Mol
Nitrógeno	0.800	0.000	0.970
Dióxido de	1.260	0.210	1.470
Ácido sulfhídrico	0.000	0.000	0.000
Metano	62.150	0.310	74.950
Etano	9.910	0.190	11.920
Propano	4.620	1.050	5.360
i-Butano	0.890	0.400	0.990
n-Butano	1.960	1.400	2.070
i-Pentano	0.830	1.350	0.720
n-Pentano	0.970	2.160	0.720

Hexanos	1.550	6.480	0.530
Heptanos	1.410	7.190	0.220
Octanos	2.460	14.020	0.070
Nonanos	2.050	11.930	0.010
Decanos	1.540	8.990	0.000
Undecanos	0.990	5.790	0.000
Dodecanos	0.840	4.910	0.000
Tridecanos	0.670	3.910	0.000
Tetradecanos	0.570	3.310	0.000
Pentadecanos	0.430	2.510	0.000
Hexadecanos	0.310	1.820	0.000
Heptadecanos	0.190	1.130	0.000
Octadecanos	0.130	0.730	0.000
Nonadecanos	0.060	0.340	0.000
C20+	3.41	19.870	0.000
Total	100.00	100.00	100.00

- ✓ Condiciones Standard (c.s.) utilizadas en el análisis PVT:
Presión: 1.033 Kg/cm² man Temperatura: 15.56°C
- ✓ Condiciones de Yacimiento (c.y.) utilizadas en el análisis PVT:
Presión: 843.7 Kg/cm² man Temperatura: 156.8°C
- Especificación de las propiedades de la fase tanto del líquido como del gas, así también las características distintivas de la mezcla.

Propiedades de fase	Líquido de flash		Gas de flash		Mezcla	
	lbm/mol	g/mol	lbm/mol	g/mol	lbm/mol	g/mol
C7+	0.3971	180.11	0.2197	99.63	0.3941	178.78
C20+	0.7006	317.77			0.7006	317.77
Fluido	0.3646	165.38	0.0495	22.46	0.1035	46.97
Densidad	g/cm ³	kg/cm ³	g/cm ³	kg/cm ³	g/cm ³	kg/cm ³
C7+	0.826	826			0.826	826
C20+	0.898	899			0.898	899
Fluido	0.813	813	0.000948	0.938		
Densidad Relativa			0.776	0.776		

➤ Especificación de los productos en límites de batería

Producto	Especificación	
Gas amargo	Temperatura de rocío = 13°C	
Líquidos	Arrastre no mayor de 0.5 % en volumen de agua	
Agua de planta de tratamiento	pH	6.0 a 9.0
	Turbidez	10 U.T.N. Máx.
	Velocidad de corrosión	5 M.P.Y. Máx.
	Velocidad de filtración	0.49
	Sólidos suspendidos totales	50 mg/l
	Tamaño de partícula	5 a 10 micras
	Bacterias sulfato-reductoras	0 al 10 Col./mL
	Bacterias totales	100 a 1000
	Oxígeno disuelto	0.0 mg/L
Grasas y aceites	15 mg/L	

➤ Condiciones de las alimentaciones en límites de batería

La siguiente tabla presenta una descripción de las condiciones en límites de batería de la alimentación a la Batería Sen:

Alimentación	Procedencia	Estado Físico	Presión (kg/cm ² máx. Máx/Nor/Mín)	Temperatura (°C) Máx/Nor/Mín	Forma de Recibo
Mezcla de pozos de alta presión Sen	Cabezal de recolección Sen Norte y Sen Sur Alta Presión	Mezcla	80/80/80	85/85/85	Tubería
Agua residual y de formación a planta de tratamiento de agua	Sistema de separación trifásica, sistema de enfriamiento de gas y fosa API	Líquido	Atm/Atm / Atm	Amb/Amb/Amb	Tubería

➤ Condiciones de los productos en límites de batería

La siguiente tabla señala las condiciones en límites de batería de los productos de la Batería Sen:

Producto	Destino	Estado Físico	Presión (kg/cm ² máx. Máx/Nor/Mín)	Temperatura (°C) Máx/Nor/Mín	Forma de Entrega
Crudo-Gas	Batería Oxiacaque	Mezcla	44 / 44 / 44	80 / 80 / 80	Tubería
Gas Amargo	C.P.G. Cactus	Gas	77.3 / 76 / 70.3	34 / 34 / 34	Tubería
Agua Residual	Pozo Inyector Sen 143	Líquido	300.0/177.4/177.4	41.0/28.3/14.5	Tubería

IV.1.6 Servicios auxiliares y agentes químicos

Para el desarrollo de este proyecto, se requerirá de la adecuación y/o implementación del suministro de los siguientes servicios auxiliares:

- Gas Combustible
- Aire de Instrumentos
- Agua de Servicio
- Agua Contra incendio
- Energía Eléctrica
- Drenajes Aceitosos
- Agentes Químicos
- Agua pluvial
- Desfogues a Quemador Elevado
- Desfogues a Quemador de Fosa

IV.1.6.1 Gas Combustible

El gas combustible será tomado del paquete de regulación de gas combustible existente, y será utilizado para mantener el sello de los tanques del paquete de regeneración de trietilenglicol, del tanque de almacenamiento de agua tratada y también para alimentar los pilotos del quemador de fosa, entre otros servicios.

- Propiedades del gas a la salida del separador:

Descripción	Especificación
Fuente de suministro	Gasoducto de 16"Ø Sen-Oxiacaque
Peso Molecular	22.039
Temperatura	-20.9 °C
Presión	8.8 kg/cm ² man.
Densidad @ P y T, g/cm ³	0.01075
Disponibilidad	La requerida

- Composición del gas a la salida del separador:

Componente	% mol
Agua	0.0121
Ácido Sulfhídrico	0.0000
Bióxido de Carbono	1.7039
Nitrógeno	0.6883
Metano	71.9234
Etano	15.6038
Propano	7.3738
I-Butano	0.9079
N-Butano	1.4778
I-Pentano	0.1725
N-Pentano	0.1221
Hexano (+)	0.0145
Total	100.00

IV.1.6.2 Aire de Instrumentos

Los instrumentos requeridos para una correcta operación del sistema de instrumentación y control, serán operados con aire de instrumentos, el cual será tomado del cabezal de aire de instrumentos existente. El suministro de aire de instrumentos incluirá toda la instrumentación, accesorios, tuberías y conexiones para una operación segura y eficiente.

➤ Condiciones de Suministro:

Presión efectiva de trabajo	8 Bar
Temperatura de punto de Rocío	-40°C
Presión mínima efectiva	3.5 Bar
Temperatura del aire comprimido	38°C

IV.1.6.3 Agua de Servicios

El Sistema de Agua de Servicios deberá adecuarse para satisfacer las necesidades de la instalación, empleándose principalmente para la limpieza y mantenimiento de equipos, servicios sanitarios, mantenimiento de áreas verdes y limpieza en general. Además, se deberá considerar el acondicionamiento tomando en cuenta el pretratamiento integrado por filtro, para la eliminación de sólidos o sedimentos y tanque de almacenamiento con una previa cloración según se requiera.

IV.1.6.4 Agua Contra incendio

Con los nuevos requerimientos se deberá acondicionar el suministro del tanque contra incendio, el agua que se alimentará al tanque será proveniente del mismo sistema primario de suministro de agua de servicio de acuerdo al cárcamo solicitado, así también se deberá de modificar la red existente según se requiera, para así poder combatir el incendio de mayor riesgo en la instalación durante dos horas.

Para el servicio de agua contra incendio se debe utilizar de preferencia agua dulce. No es recomendable que sea agua potable en caso de serlo, esta debe ser limpia.

IV.1.6.5 Energía Eléctrica

Para cumplir con los requerimientos de energía eléctrica se diseñarán los sistemas de subestación eléctrica, distribución de fuerza, alumbrado, red de puesta a tierra, y disipación de descargas atmosféricas tomando en consideración las normas y códigos aplicables en su última edición.

Se contará con un sistema de fuerza ininterrumpiese que tenga una capacidad de soporte de 24 horas para el Sistema de Automatización de la Instalación, así como un Sistema de Respaldo (motogenerador) para operar a 480 volts, de tal manera que pueda mantenerse operando la instalación los 365 días del año.

IV.1.6.6 Drenajes Aceitosos

La instalación cuenta con una fosa API para el sistema de drenaje aceitoso, en la cual descargan los drenajes de los instrumentos, de las válvulas de control y de la trampa neumática.

Se deberá realizar una nueva fosa API considerando los drenajes provenientes de purgas, derrames o drenes de algunos equipos de proceso y servicios auxiliares, cuando exista alguna despresurización o mantenimiento de los mismos. El agua separada de la fosa API, deberá incorporarse a la planta de tratamiento de aguas residuales y de formación para su posterior tratamiento.

IV.1.6.7 Agentes Químicos

Se deberán instalar los sistemas de dosificación de agentes químicos que garanticen la operación eficiente de los procesos.

Agente Químicos	Estado	Forma de recibo
Floculante	Líquido	Tambores
Inhibidor de hidratos	Líquido	Tambores
Inhibidor de incrustación	Líquido	Tambores
Inhibidor de corrosión	Líquido	Tambores
Secuestrante de O_2	Líquido	Tambores
Bactericida	Líquido	Tambores

IV.1.6.8 Agua Pluvial

El drenaje deberá adecuarse para manejar los volúmenes máximos en las nuevas áreas de proceso y deberá contar con todos los componentes que permitan su adecuada operación.

IV.1.6.9 Sistema de desfogue a Quemador Elevado

Actualmente la instalación cuenta con una red de desfogue integrada principalmente por válvulas de seguridad de los equipos existentes, cabezal de desfogue y trampa neumática que recolecta los líquidos del quemador elevado. Este sistema está diseñado para manejar los desfogues por alta presión así como para los drenajes de presión de los separadores.

Con este nuevo proyecto se deberá realizar las interconexiones para eliminar los drenajes a presión de los equipos evitando contrapresiones en el sistema. Se deberá integrar la red de desfogue de gas correspondiente a los equipos nuevos con válvulas de seguridad y válvulas de regulación por emergencia, para su envío al quemador elevado existente.

IV.1.6.10 Sistema de desfogue a Quemador de Fosa

Se deberá considerar el diseño del quemador de fosa para el relevo de drenajes de equipo de proceso, además de considerar el desfogue de los ductos provenientes del cabezal Sen Norte en caso de alguna emergencia. Este quemador tendrá la capacidad suficiente para un flujo máximo de gas de 10 MMPCSD y de 3000 BPD de crudo.

Este sistema tendrá la función de relevar los drenajes de los equipos existentes, drenajes del separador trifásico primario, desfogues de ductos del cabezal Sen Norte, y/o también para auxiliar en tareas de operación o mantenimiento de la instalación. Además el quemador de fosa contará con un control automatizado de señal de flama.

IV.1.7 Condiciones climatológicas

Temperatura:

Máxima extrema:	41.0°C
Mínima extrema:	14.5°C
Media anual:	26.7°C
Bulbo seco:	26.6°C
Bulbo húmedo:	24.6°C

Precipitación Pluvial:

Horaria diaria:	154.5 mm
Horaria máxima:	295.0 mm
Máxima anual:	169.3–209.7 mm
Días de lluvia anuales:	120.0 mm

Vientos-Dirección:

Dominantes:	Norte, Norte-Sur
Reinantes (todo el año) :	Alisios, Noreste

Velocidad:

Dominantes:	Norte
Máxima:	126.0 Km/h
Reinantes (todo el año):	18.0 Km/h

Humedad relativa:

Máxima:	95%
Mínima:	70%
Promedio:	80%

Atmósfera:

Presión atmosférica:	760 mmHg
Clima:	Cálido–húmedo con lluvias abundantes en Verano, lluvias (mayores en octubre) con periodo corto de sequía intermedia (canícula) entre Agosto y Septiembre, y sequía de Noviembre a Abril con periodo de lluvias invernales (Norte), clasificación Am.

Condiciones Geológicas:

Zona sísmica:	El área se localiza en una zona considerada con Clasificación “B” de acuerdo al manual de diseño sísmico de la C.F.E.
---------------	---

Altitud:

A.S.N.M.:	3.7 m.
-----------	--------

IV.1.8 Localización de la planta

La Batería Sen, en la cual se va a desarrollar el proyecto, se sitúa en la región geomórfica llamada Planicie Costera del Sureste, dentro del municipio de Nacajuca, ejido de Tapotzingo, y se ubica a $92^{\circ}47'30''$ de longitud oeste respecto al meridiano de Greenwich y a $18^{\circ}27'20''$. Latitud norte, con coordenadas U.T.M. de X = 508 500, Y = 2 021 700.

La instalación tiene dos vías de acceso distintas, ya que se puede llegar a la misma partiendo de la ciudad de Comalcalco en dirección a Villahermosa pasando por la ciudad de Nacajuca dirección al poblado Oxiacaque, aproximadamente a 200 metros, después del centro de dicha ciudad, o bien partiendo de la ciudad de Comalcalco en

dirección a Chiltepes hasta el muelle del poblado Jalapita desde donde se puede ir al campo por la vía fluvial utilizando lanchas de motor a 50 Km de distancia aproximadamente. En la Figura 23, se puede apreciar un esquema de localización de la Batería Sen.

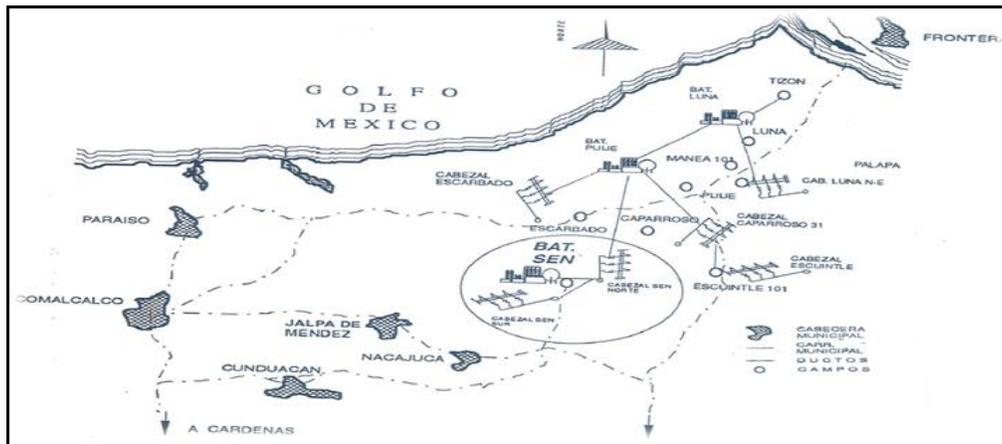


Figura 23. Esquema de localización de la Batería Sen.

IV.3 Balance de Materia y Energía

Corriente		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Descripción	Unidades	Alimentación a la Batería	Agua Residual a Planta de Tratamiento	Acete a Batería Oxiacaque	Gas a Enfriamiento de Gas	Salida de Gas de FA-100	Gas a RVPAP-1	Salida de Aceite de FA-100	Aceite	Agua de FA-100	Gas a EGAP-1A,B/5A,B	Gas a RVCS-1,2	Líquidos de RVPAP-1	Acete	Líquidos de RVCS-1,2	Agua a regulación de Presión
Composición																
H2O	% mol	6.3394	100.0000	2.5583	0.0675	0.7225	0.7225	0.9039	0.9039	100.0000	0.7213	0.7213	81.2302	0.9079	10.7953	100.0000
N2	% mol	0.4363	0.0000	0.0854	0.6182	0.5803	0.5803	0.0743	0.0743	0.0000	0.5803	0.5803	0.0140	0.0743	0.1405	0.0000
CO2	% mol	1.3366	0.0000	0.8036	1.6611	1.6203	1.6203	0.7453	0.7453	0.0000	1.6203	1.6203	0.1408	0.7453	1.0946	0.0000
H2S	% mol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Metano	% mol	50.6390	0.0000	20.5679	67.1277	64.1980	64.1980	18.9819	18.9819	0.0000	64.1989	64.1989	3.5811	18.9812	28.4878	0.0000
Etano	% mol	14.5617	0.0000	13.0599	16.2898	16.3891	16.3891	12.2700	12.2700	0.0000	16.3893	16.3893	2.3207	12.2695	17.0048	0.0000
Propano	% mol	10.3222	0.0000	14.9262	9.1576	9.9222	9.9222	14.2718	14.2718	0.0000	9.9223	9.9223	2.7044	14.2712	18.1953	0.0000
i-Butano	% mol	2.0562	0.0000	3.9544	1.4232	1.6787	1.6787	3.8223	3.8223	0.0000	1.6787	1.6787	0.7255	3.8221	4.6147	0.0000
n-Butano	% mol	4.1720	0.0000	8.8322	2.5639	3.1364	3.1364	8.6414	8.6414	0.0000	3.1365	3.1365	1.6407	8.6410	9.7861	0.0000
i-Pentano	% mol	1.1201	0.0000	2.9035	0.4764	0.6676	0.6676	2.8936	2.8936	0.0000	0.6676	0.6676	0.5503	2.8935	2.9532	0.0000
n-Pentano	% mol	1.1392	0.0000	3.0880	0.4188	0.6258	0.6258	3.1177	3.1177	0.0000	0.6258	0.6258	0.5930	3.1176	2.9400	0.0000
n-Hexano	% mol	1.0330	0.0000	3.3264	0.1938	0.3789	0.3789	3.4471	3.4471	0.0000	0.3789	0.3789	0.6571	3.4469	2.7247	0.0000
C7 (+)	% mol	5.2794	0.0000	19.9717	0.0020	0.0801	0.0801	23.7217	23.7217	0.0000	0.0800	0.0800	4.5699	23.7208	1.2597	0.0000
C20 (+)	% mol	1.5649	0.0000	5.9226	0.0000	0.0002	0.0002	7.1089	7.1089	0.0000	0.0002	0.0002	1.2723	7.1086	0.0033	0.0000
Total		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000
Flujo	lb-mol/Hr	10908.83	615.24	2882.42	7413.33	7894.84	7894.84	2401.18	2401.18	615.24	7894.72	7894.72	(2)	2401.30	481.14	615.24
	lb/Hr	430448.94	11083.53	241531.36	179112.05	195878.67	195878.67	223530.52	223530.52	11083.53	195874.88	195874.88	(2)	223534.31	17997.65	11083.53
@ 60 °F	BPD		760.00					22039.42		760.00						760.00
@ 60 °F y 1 atm	MMPG					71.90	71.90			71.90						
@ P Y T	GPM		22.77					714.27		22.76						22.76
@ P Y T	PCH				26310.00	2995965.00	2995920.00				2995920.00					
Fase		L, V	L	L, V	V	V	V	L	L, V	L	V	L, V	L, V	L, V	L, V	L
Fración mol de vapor		0.7237	0.0000	0.2366	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.1931	0.0000	1.0000	0.9391	0.0377	0.1931	0.2621	0.0000
Presión	Psig	1137.86	7.11	625.82	1120.75	1137.86	1130.75	1137.86	625.83	1137.86	1130.75	1120.75	625.83	625.83	625.83	1037.86
Temperatura	°C	85.00	86.46	73.67	34.00	85.00	84.80	85.00	80.68	85.00	84.80	34.00	83.37	80.68	23.34	85.13
Densidad @ P Y T	lb/ft3	9.7640	66.1440	21.3933	6.3226	5.1312	5.0996	39.0171	24.2863	66.1440	5.0995	7.3704	32.8450	24.2864	13.6020	66.1440
Peso Molecular		39.4588	18.0150	83.7945	23.7561	24.8110	24.8110	93.0918	93.0918	18.0150	24.8109	24.8109	32.1439	93.0888	37.4064	18.0150
Viscosidad Vapor	cp	0.0121		0.0114	0.0105	0.0121	0.0121		0.0116		0.0121	0.0105	0.0117	0.0116	0.0102	
Viscosidad Líquido	cp	0.2186	0.8000	0.2704				0.1949	0.2833	0.8000		0.0910	0.3260	0.2833	0.1499	0.8000
Tensión Superficial Líquido	Dina/cm	20.5577	61.8464	13.0242				9.9519	12.3004	62.1154		11.7796	54.4622	12.3029	16.4200	62.1154
Densidad API Std Líquido		146.4670	1.9905	78.1702				72.0524	72.0524	1.9905		239.0781	44.0746	72.0519	154.1650	1.9905
Relación CP/CV Vapor		1.4703		1.3553	1.8928	1.4703	1.4692		1.3408		1.4692	1.9113	1.3353	1.3408	1.5511	
CP Vapor	BTU/lb-°C	0.0121		0.0114	0.7682	0.0121	0.0121		0.0116		0.0121	0.0105	0.5760	0.5760	0.5980	
Presión Crítica	Psig	778.74	3193.42	585.53	654.88	668.64	668.64	524.51	524.51	3193.42	668.60	668.60	2687.94	524.62	889.54	3193.42
Temperatura Crítica	°C	43.14	374.20	166.39	-28.26	-25.05	-25.05	182.85	182.85	374.20	-25.06	-25.06	337.90	182.86	84.18	374.20
F. Comp. @ P Y T		0.8042		0.8437	0.7191	0.8042	0.8047		0.8527		0.8047	0.6706	0.8530	0.8527	0.7822	
Presión de Vapor Total	Psig							1137.86377		1137.86377						1137.86377
NOTAS: 1) FLUJO DETERMINADO A PARTIR DE LOS PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN PROPORCIONADOS POR PEP 2) NORMALMENTE SIN FLUJO												UNAM FES-ZARAGOZA BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA SISTEMA DE SEPARACIÓN TRIFÁSICA DE ALTA PRESIÓN TESIS PROFESIONAL ANDRÉS MÉNDEZ MORENO				

IV.6 Lista de equipo

Clave	Servicio	Características
FA-100	Separador Trifásico de Alta Presión	D.I.=2134 mm, L _{TT} =6401 mm

IV.7 Descripción de proceso

Actualmente la Batería de separación Sen procesa la mezcla crudo, gas y agua proveniente de los pozos del campo Sen, los cuales están produciendo considerables cantidades de agua de formación, la cual es necesario separar desde las instalaciones de campo. Dicha producción de agua debe ser tratada y manejada adecuadamente con la finalidad de prevenir y controlar los problemas de contaminación ambiental, problemas de incrustaciones orgánicas, corrosión a equipos de proceso, capacidad de transporte en ductos, etc.

Para lograr este objetivo, se ha considerado la instalación de un Separador Trifásico de alta presión con el fin de manejar adecuadamente la producción de la Batería Sen, separando en forma individual gas, agua y aceite presentes en la corriente de alimentación y una planta de tratamiento de agua residual para un adecuado manejo del agua separada.

Este documento incluye la descripción de los procesos que se llevan a cabo en el sistema y los paquetes que se mencionan a continuación:

- Sistema de separación trifásica de alta presión

El Sistema tendrá una capacidad máxima y normal de 67.52 MMPCSD, 24.53 MBPD de crudo y 760 BPD de agua y una capacidad mínima de 18.75 MMPCSD, 6.81 MBPD de crudo y 210 BPD de agua.

El proceso de separación que se lleva a cabo en la Batería inicia al llegar la producción de los pozos proveniente de los cabezales de recolección Sen Norte y Sen Sur, al Juego de Válvulas denominada también Área de Trampas; después del Área de Trampas, la alimentación (@ 80.0 Kg/cm² man. Y 85°C) pasa al separador trifásico de alta presión FA-100, el gas separado pasa por rectificación primaria, enfriamiento y rectificación ciclónica, posteriormente, éste se envía al Sistema de Enfriamiento de Gas. El aceite aislado en el separador trifásico junto con los condensados que se recuperan del área de rectificación secundaria se descarga al Oleogasoducto de 16"Ø para su envío a la Batería Oxiacaque, en donde continuarán a una segunda etapa de separación en baja presión.

El agua libre separada será enviada a una planta de tratamiento con el objeto de tener un agua que cumpla con las características del yacimiento y pueda así descargarse a un pozo inyector.

El Sistema de Separación Trifásica de Alta Presión considera el siguiente equipo de proceso:

Clave	Servicio
FA-100	Separador Trifásico de Alta Presión

Este separador tendrá elementos de separación de alta eficiencia tipo vanes que garanticen un arrastre no mayor a 0.1 Gal/MMPCS de líquido en la corriente de gas.

IV.8 Información Complementaria

DATOS DE PROCESO PARA DISEÑO DE TUBERIAS Y ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTOS														HOJA 1 DE 1	
NÚMERO DE CORRIENTE	SERVICIO	FASE	FLUJO			PRESIÓN			TEMPERATURA			REVISION	0	REVISION No.	
			kg/Hr			kg/cm ² man.			°C			FECHA	0		
			MAX	NOR	MIN	MAX	NOR	MIN	MAX	NOR	MIN	POR REVISOR	ANIO		FECHA
											OBSERVACIONES				
1	MEZCLA DE HC'S PROVENIENTE DE LOS CABEZALES SEN NORTE Y SUR	L/V	195,248.2	195,248.2	59,713.8	80.0	80.0	78.0	85.0	85.0	85.0				
2	AGUA RESIDUAL A PLANTA DE TRATAMIENTO	L	5,027.4	5,027.4	1,389.1	0.5	0.5	0.5	88.5	88.5	88.5				
3	ACEITE A BATERIA OXIACAQUE	L	109,557.0	109,557.0	30,415.8	44.0	44.0	42.0	73.7	73.7	73.7				
4	GAS A ENFRIAMIENTO DE GAS	V	79,883.0	79,883.0	22,183.1	78.8	78.8	76.8	34.0	34.0	34.0				
5	SALIDA DE GAS DE FA-100	V	88,849.0	88,849.0	24,573.0	80.0	80.0	78.0	85.0	85.0	85.0				
6	GAS A RVPAP-1	V	88,849.0	88,849.0	24,573.0	79.5	79.5	77.5	84.8	84.8	84.8				
7	SALIDA DE ACEITE DE FA-100	L	101,391.7	101,391.7	28,148.3	80.0	80.0	78.0	85.0	85.0	85.0				
8	ACEITE	L	101,391.7	101,391.7	28,148.3	44.0	44.0	42.0	80.7	80.7	80.7				
9	SALIDA DE AGUA DE FA-100	L	5,027.4	5,027.4	1,389.1	80.0	80.0	78.0	85.0	85.0	85.0				
10	GAS A EGAP - 1A, B/ 5A, E	V	88,847.3	88,847.3	24,572.5	79.5	79.5	77.5	84.8	84.8	84.8				
11	GAS A RVCS-1,2	L/V	88,847.3	88,847.3	24,572.5	78.8	78.8	76.8	34.0	34.0	34.0				
12	LIQUIDOS DE RVPAP-1	L/V	1.7	(1)	0.5	44.0	(1)	42.0	83.4	(1)	83.4				
13	ACEITE	L/V	101,393.4	101,393.4	28,148.8	44.0	44.0	42.0	80.7	80.7	80.7				
14	LIQUIDOS DE RVCS-1,2	L/V	8,163.8	8,163.8	2,267.0	44.0	44.0	42.0	23.3	23.3	23.3				
15	AGUA A REGULACION DE PRESION	L/V	5,027.4	5,027.4	1,389.1	73.0	73.0	73.0	85.1	85.1	85.1				

NOTA
1) NORMALMENTE SIN FLUJO

**CAPÍTULO V.
DISEÑO DEL
SEPARADOR**

V.1 Criterios generales de diseño

El Sistema de Separación Trifásica de Alta Presión consistirá en un separador trifásico el cual debe ser capaz de manejar la mezcla de producción de pozos separando eficientemente cada fase.

Este dispositivo tendrá elementos de separación de alta eficiencia tipo vanes que garanticen un arrastre de líquido en la corriente de gas no mayor a 0.1 Gal/MMPCS para tamaños de partículas iguales o mayores a 12 micras. También se debe garantizar un arrastre no mayor de 0.5% en volumen de agua en el aceite.

El gas separado pasa por una rectificación primaria, enfriamiento y rectificación ciclónica, posteriormente éste se envía al Sistema de Enfriamiento de Gas. El aceite disociado en el separador trifásico junto con los condensados que se recuperan del área de rectificación secundaria se descarga al Oleogasoducto de 16"Ø para su envío a la Batería Oxiacaque, en donde continuarán a una segunda etapa de separación en baja presión.

El agua libre separada será enviada a una planta de tratamiento con el objeto de tener un agua que cumpla con las características del yacimiento y pueda así descargarse a un pozo inyector.

Este separador debe operar eficientemente en todo el rango comprendido entre la capacidad máxima y mínima mencionada anteriormente.

V.2 Temperatura del gas de entrada

La temperatura de diseño de un separador es muy importante durante el diseño de este, ya que en su definición se determinará el tipo de material a emplear y el espesor, ya que una determinación de temperatura menor a la condición real de operación del separador ocasionará problemas operativos y de tiempo de vida útil

menor a lo estimado en una condición de operación normal. Normalmente en un diseño de estos equipos se considera por prácticas de ingeniería una temperatura de diseño igual a la temperatura máxima de 15°C.

V.3 Presión de gas de entrada

El parámetro de la presión es muy importante para el diseño del equipo de separación bi o trifásica, ya que de este depende el tipo de material y el espesor del equipo, además, en caso de algún problema de sobrepresión este equipo deberá soportar dicha condición, ya que de acuerdo a las alimentaciones a manejar se puede provocar peligro para la instalación y para el personal operativo, normalmente en prácticas de ingeniería se debe considerar para la presión de diseño el 10 % de la presión máxima o en su caso 2.0 kg/cm². El valor que resulte mayor, para asegurarse manejar una condición de sobre presión.

V.4 Flujo del gas

V.4.1 Sistema de separación trifásica de alta presión

Este sistema será diseñado para manejar adecuadamente la producción de la Batería Sen, separando en forma individual el gas, aceite y agua presentes en la corriente de alimentación, el gas se enviará al Sistema de Enfriamiento de Gas, el aceite se enviará al Oleogasoducto de 16"Ø para su envío a la Batería Oxiacaque y el agua se dirigirá a la Planta de Tratamiento de Agua.

V.5 Velocidad del fluido del líquido

Las líneas de líquido de una sola fase serán dimensionadas primeramente sobre la base de la velocidad de flujo. Para las líneas de transportación de líquidos en una sola fase de un recipiente a presión a otro por presión diferencial, la velocidad de flujo no deberá exceder de 15 ft/s. A razón del flujo máximo, para minimizar el flasheo delante de la válvula de control, la velocidad de flujo no debe ser menor de

3 ft/s para minimizar la depositación de arena y otros sólidos. A estas velocidades de flujo, la caída de presión promedio en la tubería generalmente será pequeña.

Las líneas de líquido son normalmente dimensionadas para mantener una velocidad suficiente para impedir la depositación de partículas sólidas.

Como en las líneas de líquido, el flujo en las líneas de gas se debe mantener entre una velocidad máxima y mínima. Típicamente, las velocidades del gas son mantenidas normalmente debajo de 60-80 ft/s para minimizar los efectos del ruido y la corrosión, aunque velocidades más altas son aceptadas cuando los efectos del ruido son disminuidos por los equipos, válvulas o por la ruta de la tubería.

V.6 Memoria de cálculo del separador trifásico

La información contenida en los criterios de diseño del equipo se complementa con las que nos proporciona el Diagrama de Flujo de Proceso, Balance de Materia y Energía, Información Complementaria y Hojas de Datos.

Condiciones de alimentación del FA-100

Presión de operación	P	80	Kg/cm ² man
Temperatura de operación	T	85	°C
Gas			
Flujo de gas	Q _g	72	MMPCSD
		636.24	ft ³ /min
Flujo másico	W _g	195,879	lb/hr
Densidad del gas	ρ _g	5.1312	lb/ft ³
Viscosidad del gas	μ _g	0.0121	Cp
Aceite			
Flujo del líquido	Q _l	24500	BPD
		95.46	ft ³ /min
Flujo másico	W _l	223474.34	lb/hr W _l
Densidad del líquido	ρ _l	39.0171	lb/ft ³
Viscosidad de líquido	μ _l	2.0	Cp
Tensión superficial	σ _l	9.9519	Dina/cm
Agua			
Flujo de agua	Q _w	716.224	BPD
		2.82	ft ³ /min
Flujo másico	W _w	11083.53	lb/hr
Densidad del agua	ρ _w	66.1440	lb/ft ³
Viscosidad del agua	μ _w	0.797	Cp
Tensión superficial	σ _w	62.1154	Dina/cm

Selección del tipo de configuración del separador FA-100.

$W_g/W_l \leq 1$ La configuración es horizontal

$W_g/W_l \geq 1$ La configuración es vertical

$0.7602 \leq 1$ De acuerdo al resultado obtenido se propone un separador horizontal.

Cálculo de velocidad de separación del gas.

$$V_s = 4.47 / \sqrt{\rho_g}$$

$$V_s = 4.47 / \sqrt{5.1312 \text{ lb/ft}^3} = 1.9733 \text{ ft/seg}$$

Cálculo del área requerida para el gas.

$$Q_g = A_{req} / V_g$$

$$A_{req} = 10.5591 \text{ ft}^3/\text{seg} / 1.9733 \text{ ft}/\text{seg} = 5.3505 \text{ ft}^2$$

Cálculo de velocidad de separación de fases.

- ✓ Velocidad de asentamiento de la fase ligera.

$$V_l = K_s \cdot (\rho_h - \rho_l) / \mu_l$$

$$V_l = 0.333(66.144 - 39.017) \text{ lb}/\text{ft}^3 / 2 \text{ Cp} = 4.5166 \text{ pulg}/\text{min}$$

- ✓ Velocidad de asentamiento de la fase pesada.

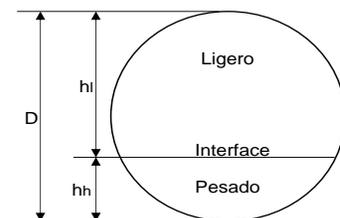
$$V_l = K_s \cdot (\rho_w - \rho_l) / \mu_w$$

$$V_l = 0.333(66.1440 - 39.017) \text{ lb}/\text{ft}^3 / 0.797 \text{ Cp} = 11.3341 \text{ pulg}/\text{min}$$

Nota. Por diseño se considera una velocidad máxima de 10 pulg/min.

El diseño debe de cumplir con el requisito de que para cada fase líquida continua, el tiempo de residencia, sea mayor que el tiempo de asentamiento necesario para que se asienten las gotas del líquido disperso para separarse.

$$\Theta_{res} \geq t_l = h_l / V_l$$
$$\Theta_{res} \geq t_h = h_h / V_h$$



Nota: La altura mínima de asentamiento para cada una de las fases es de 30.8 cm (1 ft)

Cálculo del tiempo de asentamiento de las fases.

- ✓ Tiempo de asentamiento de agua en el hidrocarburo (agua se separa del hidrocarburo).

$$t_l = h_l / V_l$$

$$t_l = 1.5 \text{ ft} / 0.3763 \text{ ft}/\text{min} = 3.9861 \text{ min}$$

- ✓ Tiempo de separación del hidrocarburo del agua (hidrocarburo del agua).

$$t_h = h_h / V_h$$

$$t_h = 1.5 \text{ ft} / 0.8333 \text{ ft}/\text{min} = 1.8000 \text{ min}$$

Cálculo del volumen necesario para almacenar el líquido ligero en el tiempo de residencia.

$$V_l = Q_l \cdot t_l$$

$$V_l = (95.5160 \text{ ft}^3/\text{min}) \cdot (3.9861 \text{ min}) = 380.7363 \text{ ft}^3$$

Cálculo del volumen necesario para almacenar el líquido pesado en el tiempo de residencia.

$$V_h = Q_w \cdot t_h$$

$$V_h = (2.82 \text{ ft}^3/\text{min}) \cdot (1.8000 \text{ min}) = 5.076 \text{ ft}^3$$

Volumen total para el manejo de líquido en el separador FA-100.

$$V_T = 385.8123 \text{ ft}^3$$

Cálculo del diámetro del separador

✓ Se propone un $D_T = 7 \text{ ft}$

Cálculo del área total del separador.

$$A_T = \pi \cdot D_T^2 / 4$$

$$A_T = 0.785 \cdot (7 \text{ ft})^2 = 38.4650 \text{ ft}^2$$

Cálculo de áreas parciales

✓ Se considera una altura, (h_v) del 50% del D_T .

$$h_v = 3.5 \text{ ft}$$

$$h_v / D_T = 0.5$$

Calcular el factor AD_g / A_T con la siguiente ecuación o con la Tabla 5 de áreas parciales.

$$AD_g / A_T = 1 / \pi \cdot \text{ACOS}(1 - 2 \cdot h_v / D_T) - 4 / \pi (0.5 - h_v / D_T) \cdot \sqrt{(h_v / D_T) - (h_v / D_T)^2}$$
$$AD_g / A_T = 1 / \pi \cdot \text{ACOS}(1 - 2 \cdot 3.5 / 7) - 4 / \pi (0.5 - 3.5 / 7) \cdot \sqrt{(3.5 / 7) - (3.5 / 7)^2} = 0.5$$

Despejando AD_g

$$AD_g = 0.5 \cdot A_T$$

$$AD_g = (0.5) \cdot (38.4650 \text{ ft}^2) = 19.2325 \text{ ft}^2$$

Lo cual tendrá que cumplir con la relación.

$$AD_g \geq A_{req.}$$

$$19.2325 \text{ ft}^2 \geq 5.3743 \text{ ft}^2$$

✓ Se considera una altura, (h_b) de 1 ft para la fase pesada.

$$h_b = 1 \text{ ft}$$
$$h_b/D_T = 0.1429 \text{ ft}$$

Calcular el factor AD_w/A_T

$$AD_w/A_T = 1/\pi * ACOS(1-2*h_b/D_T) - 4/\pi(0.5-h_b/D_T)*\sqrt{(h_b/D_T)-(h_b/D_T)^2}$$
$$AD_w/A_T = 1/\pi * ACOS(1-2*1/7) - 4/\pi(0.5-1/7)*\sqrt{(1/7)-(1/7)^2} = 0.0876$$

Despejando AD_w

$$AD_w = 0.0876 * A_T$$

$$AD_w = (0.0876) * (38.4650 \text{ ft}^2) = 3.3707 \text{ ft}^2$$

$$A_T = AD_g + AD_a + AD_w$$

$$AD_a = A_T - (AD_g + AD_w)$$

$$AD_a = 38.4650 \text{ ft}^2 - 19.2325 \text{ ft}^2 - 3.3707 \text{ ft}^2 = 15.8618 \text{ ft}^2$$

Cálculo del volumen obtenido de acuerdo el °API y el tiempo de residencia determinado

✓ Se propone un $\Theta_{res} = 3 \text{ min}$

$$\Theta_{res} = V_{req}/Q_l$$

$$V_{req} = (95.5160 \text{ ft}^3/\text{min}) * (3 \text{ min}) = 286.5479 \text{ ft}^3$$

Para seleccionar un separador y garantizar su optima funcionamiento de menor tamaño y por ende el más bajo costo.

✓ Se propone una $L/D = 3$

$$L_{TT} = L/D * D_T$$

$$L_{TT} = (3) * (7 \text{ ft}) = 21 \text{ ft}$$

Cálculo del área requerida para la fase ligera.

$$A_{req} = V_{req}/L_{TT}$$

$$A_{req} = 286.5479 \text{ ft}^3 / 21 \text{ ft} = 13.6451 \text{ ft}^2$$

La cual deberá de cumplir con la relación de: $AD_a \geq A_{req}$.

$$15.8618 \text{ ft}^2 \geq 13.6451 \text{ ft}^2$$

Como se puede observar en la Tabla 4, el área disponible (AD_a) de la fase ligera es menor al área requerida (A_{req}) para los diámetros de 5 y 6 pulg, por lo cual no cumpliría con los diámetros seleccionados. Y se propone tomar el diámetro de 7 pulg. Considerando un tiempo de residencia de 3 min, propuesto por el API 12 J.

\emptyset	L_{TT}	A_T	Θ_{res}	Fase gaseosa			Fase ligera			Fase pesada		
				AD_g	A_{req}	h_v	AD_a	A_{req}	h_l	AD_w	A_{req}	h_w
ft	ft	ft ²	min	ft ²	ft ²	ft	ft ²	ft ²	ft	ft ²	ft ²	ft
5	15	19.625	3	9.812	5.374	2.5	7.018	19.103	1.5	2.794	0.491	1
6	18	28.260	3	14.13	5.374	3	11.034	15.919	2	3.095	0.409	1
7	21	38.465	3	19.233	5.374	3.5	15.862	13.645	2.5	3.371	0.351	1
8	24	50.54	3	25.12	5.374	4	21.495	11.939	3	3.625	0.307	1
9	27	63.585	3	31.793	5.374	4.5	27.930	10.612	3.5	3.861	0.273	1

Tabla 4. Diámetro óptimo del separador trifásico FA-100

Para este Tesis, se propone un separador con las siguientes dimensiones:

$$D_T = 7 \text{ ft y } L_{TT} = 21 \text{ ft}$$

Cálculo de niveles en el separador

- ✓ Cuando se instale el N_{nor} , se considera un 50% entre el nivel máximo y el nivel mínimo.

$$N_{max} = 3.5 \text{ ft} = 1067 \text{ mm}$$

$$N_{min} = 1 \text{ ft} = 305 \text{ mm}$$

$$N_{nor} = 0.6(N_{max} - N_{min}) + N_{min}$$

$$N_{nor} = 0.6(3.5 \text{ ft} - 1 \text{ ft}) + 1 = 2.5 \text{ ft} = 762 \text{ mm}$$

- ✓ Cuando se instale LAH, se considera un 80% entre el nivel máximo y el nivel mínimo.

$$LAH = 0.8(N_{max} - N_{min}) + N_{min}$$

$$LAH = 0.8(3.5 \text{ ft} - 1 \text{ ft}) + 1$$

$$LAH = 3 \text{ ft} = 914.4 \text{ mm}$$

- ✓ Cuando se instale el LAL, se considera un 25% entre el nivel máximo y el nivel mínimo.

$$LAL = 0.25(N_{max} - N_{min}) + 1$$

$$LAL = 0.25(3.5 \text{ ft} - 1.0 \text{ ft}) + 1$$

$$LAL = 1.625 \text{ ft} = 495.3 \text{ mm}$$

Para un separador horizontal y una presión de operación de 80 kg/cm² man; se recomienda una Esbeltez (relación entre longitud y diámetro) de 3 y 5.

$$V_T = A_T * L_{TT}$$

$$V_T = (38.4650 \text{ ft}^2) * (21 \text{ ft}) = 807.7650 \text{ ft}^3$$

Cálculo de volúmenes parciales

- ✓ Volumen parcial de la fase ligera.

$$V_a = V_T - (V_g + V_w)$$

$$V_a = 807.7650 \text{ ft}^3 - (403.8825 \text{ ft}^3 + 70.7844 \text{ ft}^3) = 333.098 \text{ ft}^3$$

- ✓ Volumen parcial de la fase gaseosa.

$$V_g = A_{Dg} * L_{TT}$$

$$V_g = (19.2325 \text{ ft}^2) * (21 \text{ ft}) = 403.8825 \text{ ft}^3$$

- ✓ Volumen parcial de la fase acuosa

$$V_w = A_{Dw} * L_{TT}$$

$$V_w = (3.3707 \text{ ft}^2) * (21 \text{ ft}) = 70.7844 \text{ ft}^3$$

Cálculo del diámetro de la pierna de extracción.

- ✓ Se considera un tiempo de residencia mínimo, $(t_h) = 2 \text{ min}$

Cálculo del volumen de la fase acuosa

$$V_w = Q_w * t_h$$

$$V_w = (2.82 \text{ ft}^3/\text{min}) * (2 \text{ min}) = 5.64 \text{ ft}^3$$

Cálculo de la altura de la pierna (h_p), se considera una distancia de nivel máximo y mínimo de 1.5 ft a 2 ft

$$D_p = \sqrt{V_w / 0.785 * h_p}$$

$$D_p = \sqrt{5.64 \text{ ft}^3 / 0.785 * 2 \text{ ft}} = 1.8953 \text{ ft}$$

La cual deberá de cumplir con la relación de: $D_p / D_T \leq 0.3$

De acuerdo al resultado $0.2707 \leq 0.3$ se considera un diámetro de pierna menor a $0.3D_T$, lo cual se propone un separador con pierna; en caso contrario el separador carecerá de pierna.

Por otra parte se tiene que la velocidad de flujo hacia abajo para el líquido pesado en la pierna V_p , no debe exceder de la velocidad de asentamiento de la fase pesada V_h . La velocidad V_p está limitada a una velocidad máxima de 5 pulg/min.

Cálculo de niveles de la pierna de extracción

- ✓ Considerando un nivel máximo de 2 ft y un nivel mínimo de 0.5 ft

$$N_{\max} = 2 \text{ ft} = 610 \text{ mm}$$

$$N_{\min} = 0.5 \text{ ft} = 152 \text{ mm}$$

$$\text{VAL.ON} = N_{\max} \text{ Operación}$$

$$\text{LAH} = (N_{\max} - N_{\min}) * (0.8) + N_{\min}$$

$$\text{LAH} = (2 \text{ ft} - 0.5 \text{ ft}) * 0.8 + 0.5$$

$$\text{LAH} = 1.7 \text{ ft} = 518 \text{ mm}$$

$$N_{\text{nor}} = (N_{\max} - N_{\min}) * (0.6) + N_{\min}$$

$$N_{\text{nor}} = (2 \text{ ft} - 0.5 \text{ ft}) * 0.6 + 0.5$$

$$N_{\text{nor}} = 1.4 \text{ ft} = 427 \text{ mm}$$

$$\text{VAL.OFF} = N_{\min} \text{ Operación}$$

$$\text{LAL} = (N_{\max} - N_{\min}) + 0.25 + N_{\min}$$

$$\text{LAL} = 0.875 \text{ ft} = 267 \text{ mm}$$

Cálculo del diámetro de boquilla de alimentación.

- ✓ Conociendo el flujo de la corriente 1 del Balance de Materia y Energía.

$$\rho_m = 9.7640 \text{ lb/ft}^3$$

$$V_e = 160 / \sqrt{\rho_m}$$

$$V_e = 160 / \sqrt{9.7640 \text{ lb/ft}^3} = 51.2049 \text{ ft/s}$$

$$W_M = 195248.2 \text{ Kg/hr} = 430448.6 \text{ lb/hr}$$

$$V_{\max} = 100 / \sqrt{\rho_m}$$

$$V_{\max} = 100 / \sqrt{9.7640 \text{ lb/ft}^3} = 32.0030 \text{ ft/s}$$

$$V_{\max} = 80 / \sqrt{\rho_m}$$

$$V_{\max} = 80 / \sqrt{9.7640 \text{ lb/ft}^3} = 25.6024 \text{ ft/s}$$

Nota: La velocidad de la boquilla debe ser menor a la velocidad de erosión.

$$Q_M = W_M / \rho_m$$

$$Q_M = 430448.6 \text{ lb/hr} / 9.7640 \text{ lb/ft}^3 = 44085.2724 \text{ ft}^3/\text{hr} = 12.2459 \text{ ft}^3/\text{s}$$

$$A_{\text{boq.}} = Q_M / V_{\max}$$

$$A_{\text{boq.}} = 12.2459 \text{ ft}^3/\text{s} / 32.0030 \text{ ft/s} = 0.3826 \text{ ft}^2$$

$$\varnothing_{M1} = (4 * A_{\text{boq.}} / \pi)^{1/2}$$

$$\varnothing_{M1} = (4 * 0.3826 \text{ ft}^2 / 3.1416)^{1/2} = 0.6979 \text{ ft} = 8.37 \text{ pulg}$$

$$A_{\text{boq.}} = Q_M / V_{\max}$$

$$A_{\text{boq.}} = 12.2459 \text{ ft}^3/\text{s} / 25.6024 \text{ ft/s} = 0.4783 \text{ ft}^2$$

$$\varnothing_{M2} = (4 * A_{\text{boq.}} / \pi)^{1/2}$$

$$\varnothing_{M2} = (4 * 0.4783 \text{ ft}^2 / 3.1416)^{1/2} = 0.7803 \text{ ft} = 9.36 \text{ pulg}$$

De los resultados obtenidos de \varnothing_{M1} y \varnothing_{M2} , se elige un diámetro comercial de 8 pulg.

Cálculo del diámetro de boquilla de gas.

$$A_g = Q_g / \rho_g$$

$$V_g = 80 / \sqrt{\rho_g}$$

$$V_g = 80 / (5.131 \text{ lb/ft}^3)^{1/2} = 35.3185 \text{ ft/s}$$

$$A_{\text{boq.}} = Q_g / V_g$$

$$A_{\text{boq.}} = (633.55 \text{ ft}^3/\text{min}) * (1 \text{ min}/60 \text{ s}) / 35.3185 \text{ ft/s} = 0.2989 \text{ ft}^2$$

$$\varnothing_g = (4 * 0.2989 \text{ ft}^2 / 3.1416)^{1/2} = 0.6168 \text{ ft} = 7.4035 \text{ pulg} \approx 8 \text{ pulg}$$

Cálculo del diámetro de boquilla de crudo.

$$V_l = 60 / \sqrt{\rho_l}$$

$$V_l = 60 / (39.017 \text{ lb/ft}^3)^{1/2} = 9.6056 \text{ ft/s}$$

$$A_{\text{boq.}} = Q_l / V_l$$

$$A_{\text{boq.}} = (95.5160 \text{ ft}^3/\text{min}) * (1 \text{ min}/60 \text{ s}) / 9.6056 \text{ ft/s} = 0.1657 \text{ ft}^2$$

$$\varnothing_l = (4 * 0.1657 \text{ ft}^2 / 3.1416)^{1/2} = 0.4592 \text{ ft} = 5.5227 \text{ pulg} \approx 6 \text{ pulg}$$

Cálculo de diámetro de boquilla de agua.

$$A_{\text{boq.}} = Q_w / V_w$$

$$A_{\text{boq.}} = (2.82 \text{ ft}^3/\text{min}) * (1 \text{ min}/60 \text{ s}) / 3 \text{ ft/s} = 0.0156 \text{ ft}^2$$

$$\varnothing_w = (4 * 0.0156 \text{ ft}^2 / 3.1416)^{1/2} = 0.1412 \text{ ft} = 1.69 \text{ pulg} \approx 2 \text{ pulg}$$

CAPÍTULO VI. RESULTADOS

VI.1 Hoja de datos del separador trifásico FA-100.

Se tomará para fines de cotización, las condiciones y composiciones de las mezclas de Alimentación que se reciben en la Batería y salida de los productos, que se encuentran plasmadas en las hojas de datos de proceso.

PLANTA: BATERIA SEN	UNAM	FES ZARAGOZA
LOCALIZACION: ACTIVO DE PRODUCCION LUNA		
PROYECTO: TESIS		
CLAVE: FA-100	TESIS PROFESIONAL	ANDRÉS MÉNDEZ MORENO
No. DE UNIDADES: 1 (UNA)		

RECIPIENTES A PRESION HOJA DE DATOS

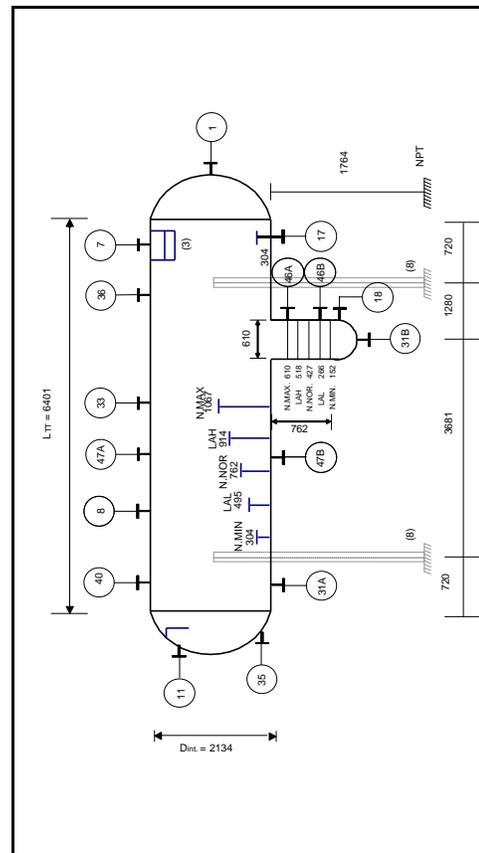
SERVICIO	SEPARADOR TRIFASICO GAS-AGUA-ACEITE				POSICION	HORIZONTAL
TIPO DE FLUIDO	LIQUIDO	ACEITE / AGUA	FLUJO(4)	2703.8 (6) / 79.85 (7)lpm	DENSIDAD	0.625 (6) / 1.090 (7)g/cm ³
	VAPOR O GAS	GAS	FLUJO(4)	0.299 m ³ /seg	DENSIDAD	0.082 g/cm ³
TEMPERATURA	OPERACION	85 °C	MAXIMA	85 °C	DISEÑO	100 °C
PRESION	OPERACION	80 Kg/cm ² man	MAXIMA	80 Kg/cm ² man	DISEÑO	88 Kg/cm ² man
DIMENSIONES	LONGITUD T-T	6401 mm	DIAMETRO	2134 mm	CAP. TOTAL	22874 lt T-T
NIVEL	NORMAL	762 (6) / 427 (7) mm	MAXIMO	1067 (6) / 610 (7) mm	MINIMO	304 (6) / 152 (7) mm
INTERRUPTOR	ALTO NIVEL	914 (6) / 518 (7) mm	BAJO NIVEL	495 (6) / 266 (7) mm	PARO	---
MATERIALES	CUERPO	AC. AL CARBON	TAPAS	AC. AL CARBON		
TIPO DE TAPA		HEMIESFERICAS	MALLA	VANE (3)		
CORROSION PERMISIBLE	CUERPO	3.2 mm	TAPAS	3.2 mm		
AISLAMIENTO	SI	RECUBRIMIENTO INTERNO	EPOXICO			
RADIOGRAFIADO	100%	TRATAMIENTO TERMICO	SI			

BOQUILLAS

No.	CANTIDAD	DIAMETRO NOM.(2)	SERVICIO
1	1	508	ENTRADA DE HOMBRE
7	1	203	SALIDA DE GAS
8	1	38	VENTEO
11	1	203	ALIMENTACION
17	1	203	SALIDA DE ACEITE
18	1	51	SALIDA DE AGUA
31A	1	76	DRENAJE DEL SEPARADOR
31B	1	38	DRENAJE DE LA PIERNA
33	1	102	VALVULA DE SEGURIDAD
35	1	64	CONEXION DE SERVICIO
36	1	38	INSTRUMENTOS DE PRESION
40	1	38	INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA
46AB	2	51	INSTRUMENTO DE NIVEL (AGUA)
47AB	2	51	INSTRUMENTO DE NIVEL (ACEITE)

NOTAS

- 1) EL SEPARADOR DEBERA CONTENER INTERNOS DE ALTA EFICIENCIA MINIMA DE REMOCION DE PARTICULAS DEL 100% PARA DIAMETROS DE 12 MICRAS Y MAYORES.
- 2) DIAMETRO NOMINAL DE LAS BOQUILLAS Y ACOTACIONES EN mm.
- 3) PLACAS COALESCEDORAS TIPO VANE.
- 4) FLUJO MAXIMO A P Y T.
- 5) EL RECIPIENTE DEBERA TENER ROMPEOLAS.
- 6) ACEITE
- 7) AGUA
- 8) EL SEPARADOR DEBERA SUMINISTRARSE CON SUS SOPORTES COMO SE INDICA.



REVISION	0			
FECHA	01/01/2017			
HECHA POR	AMM			
APROBO	JRA			

CONCLUSIONES

Debido al incremento de volumen de agua libre asociado en el crudo, en donde se han documentado porcentaje de agua hasta del 82% en volumen (campos petroleros ubicados en los estados de Tabasco y Chiapas), por lo anterior se resuelve la problemática del agua libre, instalando equipo de separación horizontal trifásica en forma modular, con el fin de obtener una mejor eficiencia de separación de la fase acuosa y aceitosa.

Se disminuye el uso de energía debido al poco flujo de agua libre en el crudo, ya que si el agua libre no se separara, se tendría que utilizar un sistema de bombeo para transportar la mezcla de hidrocarburos hacia otra instalación más cercana para su almacenamiento/deshidratación.

El agua separada en los equipos trifásicos será tratada y acondicionada para su disposición final, disminuyendo con esto su impacto en los cuerpos receptores de agua o por escurrimiento debido a su inyección en pozos abandonados donde se almacenaría.

El diseño final de un equipo separador de tres fases (gas-agua-aceite) depende finalmente de los siguientes parámetros: flujo, presión, temperatura, densidad, viscosidad y tiempo de residencia.

Invariablemente se requerirá de elementos primarios, secundarios y terciarios de separación para cumplir con una eficiencia de separación. Estos elementos son. Para los primarios: Placa de choque o similar (tres fases), para el secundario: Placas Distribuidoras de Flujo (fase agua-crudo) y para el terciario: Vanes o Mallas (fase gas), ya que normalmente se espera una separación de la fase acuosa del crudo entre el 90-95% y para la fase gas del líquido del 99%.

BIBLIOGRAFÍA

Ken Arnold "Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities", 3rd Edition, Volumen 1. 2008.

Engineering Data Book. Section 7: Separators and Filters. GPSA, Twelfth Edition-FPS, 2004.

Successfully Specify Three-Phase Separators. Wayne D. Monnery and William Y. Svrcek. Chemical Engineering Progress, September 1994.

Schramm, Laurier L. (1992) "Petroleum Emulsions".

Bansbach Paul L. (1970) "The How and Why of Emulsions".

Smith, H. Vernon y Kenneth E. Arnold (1987), "Crude Oil Emulsions".

Lucas R. N. (1976) "Electrical Dehydration and Desalting of Crude Oil".

Megyesy, Eugene F. "Manual de Recipiente a Presión", Editorial Limusa, 1997.

Gerunda, Arthur, "How to Size Liquid-Vapor Separators 2", Chemical Engineering, Vol. 91, No.7, May 4, 1981, p. 81-84.

Sivalls, C.R., "Fundamentals of Oil & Gas Separation", Proceedings Gas Conditioning Conference, 1977, University of Oklahoma, p. P-1 to P-31.

Rosen, Ward. Stabilizing Crude Oil and Condésate, Manua p-12. Petroleum Learning Programs Ltd.

Harvey R.R.; "The Theoretical Approach to the Investigation of Films Occurring at Crude Oil-Water Interfaces"; Trans Aime. (1960) 219, 350.

Crude Oil Processing With Electrostatic Unites"; C.E. –Natco.
Surface Production Operation, Volumen 1, Desing of Oil-Handling Systems and Facilities, pp 226-313.

Téllez Rodríguez J. Inés; "Curso corto sobre tratamiento de fluidos"; IMP. Mayo 1979.

Manning R. (1992) Treatments and Process Oil.

Nolasco M.J. y Garaicochea P.F.: "Criterios para Seleccionar las Condiciones de Separación de Aceite y Gas", Ingeniería Petrolera, Agosto1978.

Cambell (1998). Gas Conditioning and Processing. Volume 1: The Basic Principles. Cambell Petroleum Series Seventh Edition.

Cambell (1998). Gas Conditioning and Processing. Volume 2: The Equipment Modules. Cambell Petroleum Series Seventh Edition.

Frick, Thomas C. (1962), Petroleum Production Handbook. Volume 1: Mathematics and Production Equipment. McGraw-Hill.

Frick, Thomas C. (1962), Petroleum Production Handbook. Volume 1: Reservoir Engineering. McGraw-Hill.

Cheng, Aaron M.C. (1988), How Perforation Shot Density Affects Gas Well Performance. World oil.

Garaicochea Petrinera, Francisco, (1998). Apuntes Curso Análisis Nodal Comportamiento de Pozos Fluyentes. AIPM.

Garaicochea Petrinera, Francisco (1987), Estudio Teórico de Procedimientos para Prolongar la Vida Fluyente de los Pozos. Ingeniería Petrolera.

Klins, Mark A. (1992), Inflow Performance Relationships For Damaged or Improved Wells Producing Under Solution Gas Drive. Chevron, SPE.

Manning, Francis and Thompson, Richard E, (1991). Oilfield Processing of Petroleum. Volume 1: Natural Gas Penn Well Books.

Moran, M. J.; Shapiro, H. N. (1996) Fundamentos de Termodinámica Teórica. Editorial Reverté.

Mott, Robert I (1996). Mecánica de Fluidos Aplicada Cuarta Edición. Prentince Hall, Pearson Education.

Nind, T.E. (1964). Principles of Oil Well Production. Mc Graw-Hill.

Peffer, J.W., (1988). An Improved Method for Calculating Bottom hole Pressures in Flowing Gas Wells with Liquid Present, Anadarko Petroleum Corp., SPE.

Seider, Warren D, Seader, I.D. and Lewin, Daniel R. (1999) Process Design Principles. Synthesis, Analysis, and Evaluation. John Wiley & sons, Inc.

Treybal, Robert E. (1988), Operaciones de Transferencia de Masa. Segunda edición. Mc Graw-Hill.

Upchurch, Eric R. (1989), Expanding the Range for Predicting Critical Flow Rates of Gas Wells Producing from Normally Pressured Waterdrive Reservoirs. Kerr-McGee Corp. SPE.

Nolasco M. Jesús; "Estudio de Separación de Gas", Proyecto D-3450, I.M.P., 1977.

Smith H. Vernon; "New Charts Determine Separator Capacity" The Oil and Gas Journal. Enero 1959.

Frick C. Thomas, Smith U.Vernon. "Petroleum Production Handbook", vol. I McGraw Hill Co. 1962.

Nolasco M. Jesús; "Estudio de Separación de Gas", Proyecto D-3450, 2a. parte, I.M.P., 1977.

Nolasco M. Jesús; "Optimización de las Condiciones de Operación en un sistema de separación gas-aceite". I.M.P. 1980.

Gómez Cabrera José. A. Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie". Facultad de Ingeniería. UNAM 1984.

Moctezuma Berthier A. Eduardo y Almanza Méndez V. Manuel; "Proceso de Estabilización de Aceite Crudo y Condensado"; Facultad de Ingeniería UNAM Tesis Profesional. 1980.



ÍNDICE DE
FIGURAS

Figura 1	Tanque desnatador
Figura 2	Separador API (agua-aceite)
Figura 3	Separador de placas paralelas "PPI"
Figura 4	Separadores de placas corrugadas de flujo cruzado
Figura 5	Hidrociclo
Figura 6	Celda de flotación (por dispersión de aire)
Figura 7	Sistema de flotación por aire disuelto con floculación
Figura 8	Sistema de coalescencia líquido/líquido
Figura 9	Filtro coalescedor
Figura 10	Diagrama de un separador horizontal
Figura 11	Diagrama de un separador vertical
Figura 12	Esquema de un separador esférico
Figura 13	Tipo de dispositivos
Figura 14	Extractor típico de niebla
Figura 15	Separador horizontal trifásico
Figura 16	Separador horizontal trifásico (cubeta y placa)
Figura 17	Separador vertical trifásico
Figura 18	Tanque deshidratador
Figura 19	Diagrama de un tratador termoquímico
Figura 20	Esquema de un tratador electrostático
Figura 21	Esquema actual de la Batería de Separación Sen
Figura 22	Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua
Figura 23	Esquema de localización de la Batería Sen
Figura 24	Eliminación de H ₂ S contenido en agua
Figura 25	Skim Pile



**ÍNDICE DE
TABLAS**

Tabla 1	Clasificación de los crudos de acuerdo a su composición (7,11).
Tabla 2	Clasificación de los crudos de acuerdo a sus características (7,13)
Tabla 3	Eficiencia en equipos de separación en varios sistemas agua-aceite
Tabla 4	Diámetro óptimo del separador trifásico FA-100
Tabla 5	Áreas parciales

ANEXOS

Anexo 1. Normas, códigos y especificaciones

Los procedimientos de diseño, cálculo, especificación e instalación de equipos y accesorios, de cada una de las especialidades que intervienen en el desarrollo de la presente tesis; estarán de acuerdo a las recomendaciones establecidas por las siguientes organizaciones e instituciones en sus respectivos códigos, estándares, especificaciones, normas en sus más recientes ediciones.

NORMA OFICIAL MEXICANA (NOM)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
NOM-002-STPS-2009	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
NOM-005-STPS-1998	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo. Transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión y calderas–funcionamiento condiciones de seguridad.
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce.
NOM-102-STPS-1994	Seguridad-Extintores contra incendio a base de Bióxido de Carbono-Parte 1: Recipientes.
NORMAS DE REFERENCIA (PEMEX)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
NRF-004-PEMEX-2011	Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos.
NRF-009-PEMEX-2012	Identificación de instalaciones fijas.
NRF-010-PEMEX-2014	Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales.
NRF-026-PEMEX-2008	Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas.
NRF-028-PEMEX-2010	Diseño y construcción de recipientes a presión.
NRF-030-PEMEX-2009	Diseño, construcción, inspección y mantenimiento terrestres de ductos para transporte y recolección e hidrocarburos.
NRF-031-PEMEX-2011	Sistema de desfogue y quemadores en inspecciones de PEMEX exploración y producción.

NRF-032-PEMEX-2012	Sistema de tubería en planta industriales-diseño y especificaciones de materiales.
NRF-035-PEMEX-2012	Sistemas de tubería en plantas industriales-instalación y pruebas.
NRF-140-PEMEX-2011	Sistemas de drenajes
NRF-148-PEMEX-2011	Instrumentos para medición de temperatura.
NRF-150-PEMEX-2011	Pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos.
NRF-152-PEMEX-2013	Actuadores para válvulas.
NRF-163-PEMEX-2011	Válvulas de control con actuador tipo neumático.
NRF-164-PEMEX-2011	Manómetros.
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
CID-NOR-N-SI-001	Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte.
P.1.0000.06 DIC. 2000	Estructuración de planos y documentos técnicos de ingeniería.
P.2.0143.01	Drenajes en zonas industriales.
P.2.0401.01 DIC.1999	Simbología de equipos de proceso.
P.2.0401.02 May. 2005	Simbología e identificación de instrumentos.
P.2.0451.01 SEP. 2000	Instrumentos y dispositivos de control.
NORMAS INTERNACIONALES (ASME/ANSI/API/ISA)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
ASME SECCION II	Materials
ASME SECCIÓN VIII, DIV. I Y II	Rules for construction of pressure vessels.
ASME SECCIÓN 1X (2010)	Welding and brazing qualifications.
ASME B31.3	Process piping
ASME B31.4	Liquid transportation systems for hydrocarbons liquid petroleum gas, anhydrous amonia and alcohols.
ASME/ANSI B16.5	Steel pipe flanges, flanged valves and fittings.
ASME B16.5	Pipe flanges and flanged fittings.
ASME/ANSI B16.9	Wrought steel butt welding fittings.

ASME B16.10	Face to face and end to end dimensions of valves.
ASME/ANSI B16.11	Forged fittings, socket-welding and threaded.
ASME/ANSI B16.20	Metallic gaskets for pipe flanges.
ASME/ANSI B16.34	Valves--flanged, threaded and welding end.
ASME B36.10	Welded and seamless wrought steel pipe.
AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
API SPEC 5L, (2010)	Specification for line pipe.
API SPEC 6D	Specification for pipeline, valves (gate, plug, ball and check valves).
API SPEC 12J	Specification for oil and gas separators.
API RP14E	Recommended practice for design and installations of offshore production platform piping system.
API RP 55	Conducting oil & gas production operations involving hydrogen sulfide.
API RP 500	Recommended practice for classification of locations for electrical, installations at petroleum facilities classified as class 1, division 1 and division 2.
API RP 520 PT I	Sizing, selection and installation of pressure-relieving devices in refineries. Sizing and selection.
API RP 520 PT II	Sizing, selection and installation of pressure-relieving devices in refineries. Installation.
API RP 521	Guide for pressure relief and depressuring systems.
API STD 526	Flanged steel pressure relief valves.
API STD 527	Seat tightness of pressure relief valves
API STD 537	flare details for general refinery and petrochemical cervices
API RP 550 PARTE I	Manual on installation of refinery instruments and control system part 1, process instrumentation and control.
API 598	Valve inspection and testing
API STD 600	Bolted bonnet steel gate valves for petroleum and natural gas industries.
API STD 1104	welding of pipelines and related facilities

API STD 2000	Venting atmospheric and low-pressure storage tanks non refrigerated and refrigerated.
API PUB 2030	Guidelines for applications of water spray systems for fire protection in the petroleum industry.
SOCIEDAD DE INSTRUMENTISTAS DE AMÉRICA (ISA)	
N° DE NORMA	DESCRIPCIÓN
ISA S5.1	Símbolos e identificación de instrumentos.
ISA S5.4	Diagramas de Lazos de Instrumentos.
ISA S20	Formatos de especificación para instrumentos de medición y control de procesos, elementos primarios y válvulas de control.
ISA S84.01	Aplicación de sistemas instrumentados de seguridad para los procesos industriales
ISA 520	Specifications forms for process measurement and control instruments, primary elements and control valves.

Anexo 2. Eliminación del ácido sulfhídrico contenido en el agua de desecho.

Para la reducción del contenido de ácido sulfhídrico a niveles aceptables, en el agua de desecho, se ha considerado utilizar torres agotadoras tanto en instalaciones marinas como terrestres. Estas unidades podrían ser del tipo: empacadas o de paltos, donde el medio de agotamiento a utilizar podría ser: vapor, gas inerte o gases de combustión. Sin embargo, en plataformas marinas no se tiene facilidad de emplear vapor, por lo que la operación se reduciría a utilizar cualquier otro de los gases mencionados.

Las condiciones de presión y temperatura de operación normalmente se encuentran en el rango de 1 a 50 psig y de 100 a 270°F respectivamente. Ver Figura 24.

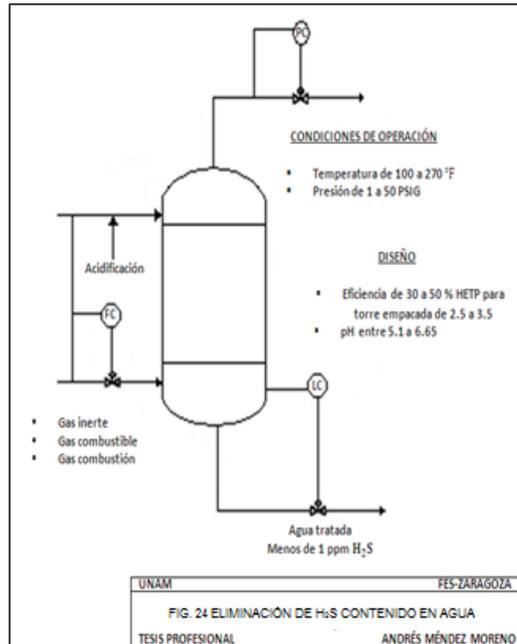


Figura 24. Eliminación de H₂S contenido en agua.

La acidificación del agua de desecho, previa al agotamiento de ésta, facilita la remoción del H₂S. Los ácidos comúnmente utilizados son H₂SO₄ y HCl, los cuales contribuyen a liberar el H₂S en caso de que se encontrara como sulfuro en la solución acuosa.

De acuerdo a algunos estudios realizados con la acidificación de pH entre 5.1 y 6.65 se ha logrado separar por agotamiento hasta el 99 % del H₂S contenido en el agua de desecho alimentado.

Como se sabe, el agua de formación asociada a la producción de crudo y gas respectivamente, contiene gran cantidad de sales y sólidos suspendidos, y por tanto características apreciables de dureza, lo cual puede ocasionar problemas de incrustación en la torre agotadora. Sin embargo, el empleo de la acidificación tiene el beneficio adicional de prevenir la incrustación de la unidad.

Los principales problemas implicados en la operación de agotamiento son:

- Posible corrosión en los platos y en las torres agotadoras debido al empleo de la acidificación. Ver figura 24
- En caso de que el gas combustible sea utilizado para agotamiento, esto resultaría contaminado con H_2S y H_2O . La cual podría ocasionar problemas adicionales de corrosión en el sistema de recuperación del gas.
- Formación de espuma en las torres agotadoras.
- Posible incrustación en la unidad debido a la dureza del agua de desecho.

Las torres agotadoras normalmente son diseñadas con una eficiencia de plato que va del 30 al 50% o un HETP (altura equivalente a un plato teórico) entre 2.5 y 3.5. El tipo de plato comúnmente utilizados son: cachucha, válvulas y perforados. Para unidades empacadas: anillos rashing, anillos pall, y silletas úntalo. Siendo ambos tipos de torres satisfactorias para el agotamiento de agua amarga.

Anexo 3. Criterios para la selección de una torre empacada

Entre los factores que deben ser tomados en cuenta están:

- Cuando se tratan líquidos y vapores corrosivos, usualmente la torre empacada resulta más económica que la torre de platos.
- La torre de platos con diámetro menor a 2 ft son raras en la industria moderna. Por lo cual la torre empacada se hace más atractiva que la de platos.
- Cuando se tiene una velocidad pequeña de líquido en las torres empacadas aumenta el problema de distribución, el cual esto no es serio en la torre de platos.
- En la mayoría de los casos la inversión para una torre empacada para diámetros grandes, son mayores que su equivalente en platos. Para diámetros pequeños generalmente se invierte el resultado.

- La torre empacada puede destruirse y ponerse en servicio en menos tiempo que la de platos.
- Consideraciones de diseño para torres empacadas.

En el diseño de una torre empacada se deben especificar las siguientes propiedades:

- Tipo de empaque, material de construcción y tamaño nominal.
- Altura(s) de lecho(s) empacado(s).
- Distribuidor de líquido.
- Soporte(s) de empaque
- Malla de contención (Hold-Down plates).
- Limitaciones de cama.
- Factores de seguridad.
- Tipo de empaque, material de construcción y tamaño nominal.

Las características a considerar en la selección del empaque para un servicio son:

- Resistencia química
- Esfuerzo estructural admisible
- Capacidad para conducción de fluidos
- Eficiencia
- Caída de presión
- Costo

Anexo 4. Disposición final de agua de desecho

Los dispositivos receptores de la descarga final del agua de desecho, en plataformas marinas, normalmente están constituidos por tuberías de diámetro apreciable, abiertas en sus extremos y montadas en las patas de la plataforma. Los diámetros de las tuberías utilizadas se encuentran en el rango de 30-36 pulgadas y son instaladas verticalmente desde la superficie de la plataforma hasta una longitud

apreciable bajo la superficie marina. Sus ventajas principales radican en que facilitan que: las descargas de agua de desecho de la plataforma sean localizadas en un sitio adecuado, se logre contar con un ducto que impida el contacto directo del agua de desecho con las olas del mar, de tal modo que dichas descargas sean enviadas a una profundidad suficiente para evitar que el aceite aparezca en la superficie del mar (sheens) y adicionalmente, se pueda contar con alarma o punto de paro en caso de que se presente una descarga grande de aceite causada por un descontrol en los equipos de tratamiento.

Los dispositivos receptores normalmente captan agua tratada proveniente de las baterías de producción, sólidos (arena tratada), drenes y función como una trampa final de aceite, en caso de fallas operacionales de los equipos de tratamiento.

Estos dispositivos puede ser protegidos de la corrosión tanto interna como externamente y son diseñados para ser instalados en los niveles más bajos de la plataforma para eliminar requerimiento de bombeo. Adicionalmente, les afecta poco las grandes fluctuaciones instantáneas de flujo, y es poco probable que puedan ser taponeadas por incrustación debido a que no contienen áreas con flujo pequeño.

Además, de estas unidades se pueden separar pequeñas cantidades de aceite por coalescencia. Sin embargo, el tratamiento no es significativo respecto a la cantidad de agua de desecho manejada.

Anexo 5. Diseño de los dispositivos receptores

Los dispositivos receptores son diseñados a longitudes tales como la profundidad del agua en el fondo marino siempre y cuando se permita, con la finalidad de obtener la máxima retención de aceite en caso de fallas operacionales, y así reducir al mínimo la posibilidad de que el aceite escape a la superficie del mar. En el agua profunda, la longitud de la unidad es ajustada para obtener un margen de seguridad de capacidad de retención de aceite, después de que las señales de alarma y paro han sido activadas.

Los sensores de señal son instalados en el equipo a una altura tal que no registren los cambios de marea.

Los dispositivos de agua de desecho (tipo sumidero) son dispositivos receptores comercialmente disponibles, donde el diseño de la unidad permite que el flujo del agua de desecho, al pasar a través de una serie de mamparas con mínima turbulencia y con una menor distancia a la cual viajan las gotas de aceite para separarse del cuerpo del agua, se tenga una separación agua-aceite más eficiente que en el equipo utilizado tradicionalmente. Además, el sumidero tiene la ventaja adicional de producir algún grado de limpieza de los sólidos (arena) aceitosos. El aceite separado se retorna al proceso por medio de una bomba vía control de nivel en el “sumidero”, como se observa en la Figura 25.

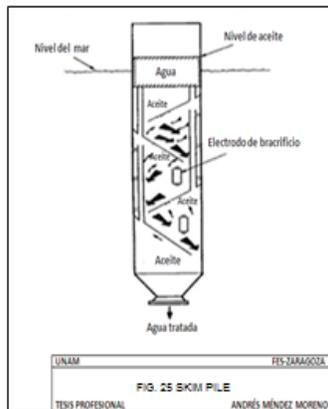


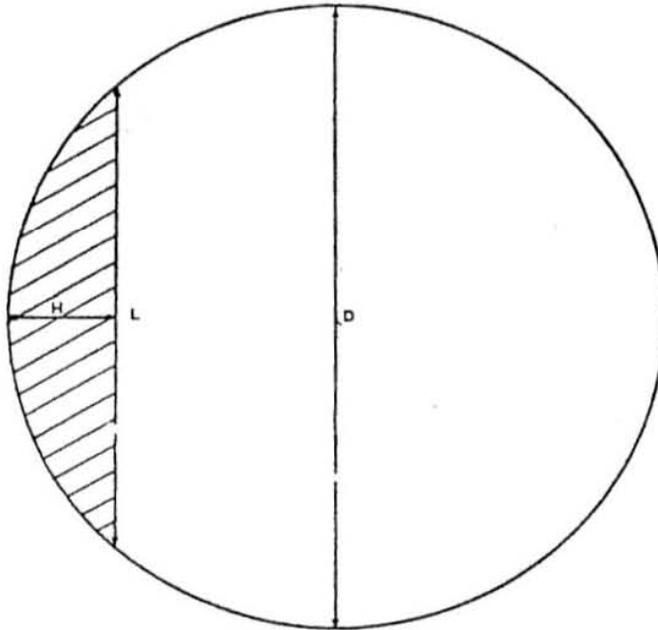
Figura 25. Skim Pile.

Anexo 6. Separador horizontal trifásico con pierna contenedora con agua

En la Figura 22, se muestra un separador horizontal de tres fases con una pierna contenedor de agua o bota en el fondo del recipiente. La pierna contenedora recoge una porción del volumen de agua que se depositan en la selección de almacenamiento de líquidos para posteriormente salir por el extremo del separador, este diseño es un caso especial de los separadores de tres fases. Cuando el gasto de flujo de aceite y el agua que entra al separador puede proporcionar suficiente tiempo de residencia para la separación de las fases y adicionalmente la separación

es relativamente fácil, no hay necesidad de utilizar el cuerpo principal del separador con el objetivo de proporcionar el tiempo de residencia, el líquido es recolectado en la pierna contenedora y el diámetro interno del separador puede ser más pequeño.

Tabla 5. Áreas parciales



SEGMENTAL FUNCTIONS

D = TOWER DIAMETER
 H = CHORD HEIGHT
 L = CHORD LENGTH
 A_D = CHORD AREA
 A_T = TOWER AREA

H/D FROM .0 TO .1														
H/D	L/D	A_D/A_T												
.0000	.0000	.0000	.0200	.2800	.0048	.0400	.3919	.0134	.0600	.4750	.0245	.0800	.5426	.0375
.0005	.0447	.0000	.0205	.2834	.0050	.0405	.3943	.0137	.0605	.4768	.0248	.0805	.5441	.0378
.0010	.0632	.0001	.0210	.2868	.0051	.0410	.3966	.0139	.0610	.4787	.0251	.0810	.5457	.0382
.0015	.0774	.0001	.0215	.2901	.0053	.0415	.3989	.0142	.0615	.4805	.0254	.0815	.5472	.0385
.0020	.0894	.0002	.0220	.2934	.0055	.0420	.4012	.0144	.0620	.4823	.0257	.0820	.5487	.0389
.0025	.0999	.0002	.0225	.2966	.0057	.0425	.4035	.0147	.0625	.4841	.0260	.0825	.5502	.0392
.0030	.1094	.0003	.0230	.2998	.0059	.0430	.4057	.0149	.0630	.4859	.0263	.0830	.5518	.0396
.0035	.1181	.0004	.0235	.3030	.0061	.0435	.4080	.0152	.0635	.4877	.0266	.0835	.5533	.0399
.0040	.1262	.0004	.0240	.3061	.0063	.0440	.4102	.0155	.0640	.4895	.0270	.0840	.5548	.0403
.0045	.1339	.0005	.0245	.3092	.0065	.0445	.4124	.0157	.0645	.4913	.0273	.0845	.5563	.0406
.0050	.1411	.0006	.0250	.3122	.0067	.0450	.4146	.0160	.0650	.4931	.0276	.0850	.5578	.0410
.0055	.1479	.0007	.0255	.3153	.0069	.0455	.4168	.0162	.0655	.4948	.0279	.0855	.5592	.0413
.0060	.1545	.0008	.0260	.3183	.0071	.0460	.4190	.0165	.0660	.4966	.0282	.0860	.5607	.0417
.0065	.1607	.0009	.0265	.3212	.0073	.0465	.4211	.0168	.0665	.4983	.0285	.0865	.5622	.0421
.0070	.1667	.0010	.0270	.3242	.0075	.0470	.4233	.0171	.0670	.5000	.0288	.0870	.5637	.0424
.0075	.1726	.0011	.0275	.3271	.0077	.0475	.4254	.0173	.0675	.5018	.0292	.0875	.5651	.0428
.0080	.1782	.0012	.0280	.3299	.0079	.0480	.4275	.0176	.0680	.5035	.0295	.0880	.5666	.0431
.0085	.1836	.0013	.0285	.3328	.0081	.0485	.4296	.0179	.0685	.5052	.0298	.0885	.5680	.0435
.0090	.1889	.0014	.0290	.3356	.0083	.0490	.4317	.0181	.0690	.5069	.0301	.0890	.5695	.0439
.0095	.1940	.0016	.0295	.3384	.0085	.0495	.4338	.0184	.0695	.5086	.0304	.0895	.5709	.0442
.0100	.1990	.0017	.0300	.3412	.0087	.0500	.4359	.0187	.0700	.5103	.0308	.0900	.5724	.0446
.0105	.2039	.0018	.0305	.3439	.0090	.0505	.4379	.0190	.0705	.5120	.0311	.0905	.5738	.0449
.0110	.2086	.0020	.0310	.3466	.0092	.0510	.4400	.0193	.0710	.5136	.0314	.0910	.5752	.0453
.0115	.2132	.0021	.0315	.3493	.0094	.0515	.4420	.0195	.0715	.5153	.0318	.0915	.5766	.0457
.0120	.2178	.0022	.0320	.3520	.0096	.0520	.4441	.0198	.0720	.5170	.0321	.0920	.5781	.0460
.0125	.2222	.0024	.0325	.3546	.0098	.0525	.4461	.0201	.0725	.5186	.0324	.0925	.5795	.0464
.0130	.2265	.0025	.0330	.3573	.0101	.0530	.4481	.0204	.0730	.5203	.0327	.0930	.5809	.0468
.0135	.2308	.0027	.0335	.3599	.0103	.0535	.4501	.0207	.0735	.5219	.0331	.0935	.5823	.0472
.0140	.2350	.0028	.0340	.3625	.0105	.0540	.4520	.0210	.0740	.5235	.0334	.0940	.5837	.0475
.0145	.2391	.0030	.0345	.3650	.0108	.0545	.4540	.0212	.0745	.5252	.0337	.0945	.5850	.0479
.0150	.2431	.0031	.0350	.3676	.0110	.0550	.4560	.0215	.0750	.5268	.0341	.0950	.5864	.0483
.0155	.2471	.0033	.0355	.3701	.0112	.0555	.4579	.0218	.0755	.5284	.0344	.0955	.5878	.0486
.0160	.2510	.0034	.0360	.3726	.0115	.0560	.4598	.0221	.0760	.5300	.0347	.0960	.5892	.0490
.0165	.2548	.0036	.0365	.3751	.0117	.0565	.4618	.0224	.0765	.5316	.0351	.0965	.5906	.0494
.0170	.2585	.0037	.0370	.3775	.0119	.0570	.4637	.0227	.0770	.5332	.0354	.0970	.5919	.0498
.0175	.2622	.0039	.0375	.3800	.0122	.0575	.4656	.0230	.0775	.5348	.0358	.0975	.5933	.0501
.0180	.2659	.0041	.0380	.3824	.0124	.0580	.4675	.0233	.0780	.5363	.0361	.0980	.5946	.0505
.0185	.2695	.0042	.0385	.3848	.0127	.0585	.4694	.0236	.0785	.5379	.0364	.0985	.5960	.0509
.0190	.2730	.0044	.0390	.3872	.0129	.0590	.4712	.0239	.0790	.5395	.0368	.0990	.5973	.0513
.0195	.2765	.0046	.0395	.3896	.0132	.0595	.4731	.0242	.0795	.5410	.0371	.0995	.5987	.0517

H/D FROM .1 TO .2														
H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T
.1000	.6000	.0520	.1200	.6499	.0680	.1400	.6940	.0851	.1600	.7331	.1033	.1800	.7684	.1224
.1005	.6013	.0524	.1205	.6511	.0684	.1405	.6950	.0855	.1605	.7341	.1037	.1805	.7692	.1229
.1010	.6027	.0528	.1210	.6523	.0688	.1410	.6960	.0860	.1610	.7351	.1042	.1810	.7700	.1234
.1015	.6040	.0532	.1215	.6534	.0692	.1415	.6971	.0864	.1615	.7360	.1047	.1815	.7709	.1239
.1020	.6053	.0536	.1220	.6546	.0696	.1420	.6981	.0869	.1620	.7369	.1051	.1820	.7717	.1244
.1025	.6066	.0540	.1225	.6557	.0701	.1425	.6991	.0873	.1625	.7378	.1056	.1825	.7725	.1249
.1030	.6079	.0544	.1230	.6569	.0705	.1430	.7001	.0878	.1630	.7387	.1061	.1830	.7733	.1253
.1035	.6092	.0547	.1235	.6580	.0709	.1435	.7012	.0882	.1635	.7396	.1066	.1835	.7742	.1258
.1040	.6105	.0551	.1240	.6592	.0713	.1440	.7022	.0886	.1640	.7406	.1070	.1840	.7750	.1263
.1045	.6118	.0555	.1245	.6603	.0717	.1445	.7032	.0891	.1645	.7415	.1075	.1845	.7758	.1268
.1050	.6131	.0559	.1250	.6614	.0721	.1450	.7042	.0895	.1650	.7424	.1080	.1850	.7766	.1273
.1055	.6144	.0563	.1255	.6626	.0726	.1455	.7052	.0900	.1655	.7433	.1084	.1855	.7774	.1278
.1060	.6157	.0567	.1260	.6637	.0730	.1460	.7062	.0904	.1660	.7442	.1089	.1860	.7782	.1283
.1065	.6170	.0571	.1265	.6648	.0734	.1465	.7072	.0909	.1665	.7451	.1094	.1865	.7790	.1288
.1070	.6182	.0575	.1270	.6659	.0738	.1470	.7082	.0913	.1670	.7460	.1099	.1870	.7798	.1293
.1075	.6195	.0579	.1275	.6671	.0743	.1475	.7092	.0918	.1675	.7468	.1103	.1875	.7806	.1298
.1080	.6208	.0583	.1280	.6682	.0747	.1480	.7102	.0922	.1680	.7477	.1108	.1880	.7814	.1303
.1085	.6220	.0587	.1285	.6693	.0751	.1485	.7112	.0927	.1685	.7486	.1113	.1885	.7822	.1308
.1090	.6231	.0591	.1290	.6704	.0755	.1490	.7122	.0932	.1690	.7495	.1118	.1890	.7830	.1313
.1095	.6245	.0595	.1295	.6715	.0760	.1495	.7132	.0936	.1695	.7504	.1122	.1895	.7838	.1318
.1100	.6258	.0598	.1300	.6726	.0764	.1500	.7141	.0941	.1700	.7513	.1127	.1900	.7846	.1323
.1105	.6270	.0602	.1305	.6737	.0768	.1505	.7151	.0945	.1705	.7521	.1132	.1905	.7854	.1328
.1110	.6283	.0606	.1310	.6748	.0773	.1510	.7161	.0950	.1710	.7530	.1137	.1910	.7862	.1333
.1115	.6295	.0610	.1315	.6759	.0777	.1515	.7171	.0954	.1715	.7539	.1142	.1915	.7870	.1338
.1120	.6307	.0614	.1320	.6770	.0781	.1520	.7180	.0959	.1720	.7548	.1146	.1920	.7877	.1343
.1125	.6320	.0619	.1325	.6781	.0785	.1525	.7190	.0963	.1725	.7556	.1151	.1925	.7885	.1348
.1130	.6332	.0623	.1330	.6791	.0790	.1530	.7200	.0968	.1730	.7565	.1156	.1930	.7893	.1353
.1135	.6344	.0627	.1335	.6802	.0794	.1535	.7209	.0973	.1735	.7574	.1161	.1935	.7901	.1358
.1140	.6356	.0631	.1340	.6813	.0798	.1540	.7219	.0977	.1740	.7582	.1166	.1940	.7909	.1363
.1145	.6368	.0635	.1345	.6824	.0803	.1545	.7229	.0982	.1745	.7591	.1171	.1945	.7916	.1368
.1150	.6380	.0639	.1350	.6834	.0807	.1550	.7238	.0986	.1750	.7599	.1175	.1950	.7924	.1373
.1155	.6392	.0643	.1355	.6845	.0811	.1555	.7248	.0991	.1755	.7608	.1180	.1955	.7932	.1378
.1160	.6404	.0647	.1360	.6856	.0816	.1560	.7257	.0996	.1760	.7616	.1185	.1960	.7940	.1383
.1165	.6416	.0651	.1365	.6866	.0820	.1565	.7267	.1000	.1765	.7625	.1190	.1965	.7947	.1388
.1170	.6428	.0655	.1370	.6877	.0825	.1570	.7276	.1005	.1770	.7633	.1195	.1970	.7955	.1393
.1175	.6440	.0659	.1375	.6887	.0829	.1575	.7285	.1009	.1775	.7642	.1200	.1975	.7962	.1398
.1180	.6452	.0663	.1380	.6898	.0833	.1580	.7295	.1014	.1780	.7650	.1204	.1980	.7970	.1403
.1185	.6464	.0667	.1385	.6908	.0838	.1585	.7304	.1019	.1785	.7659	.1209	.1985	.7977	.1408
.1190	.6476	.0671	.1390	.6919	.0842	.1590	.7314	.1023	.1790	.7667	.1214	.1990	.7985	.1414
.1195	.6488	.0676	.1395	.6929	.0847	.1595	.7323	.1028	.1795	.7675	.1219	.1995	.7992	.1419
H/D FROM .2 TO .3														
.2000	.8000	.1424	.2200	.8285	.1631	.2400	.8542	.1845	.2600	.8773	.2066	.2800	.8980	.2292
.2005	.8007	.1429	.2205	.8292	.1636	.2405	.8548	.1851	.2605	.8778	.2072	.2805	.8985	.2298
.2010	.8015	.1434	.2210	.8298	.1642	.2410	.8554	.1856	.2610	.8784	.2077	.2810	.8990	.2304
.2015	.8022	.1439	.2215	.8305	.1647	.2415	.8560	.1862	.2615	.8789	.2083	.2815	.8995	.2309
.2020	.8030	.1444	.2220	.8312	.1652	.2420	.8566	.1867	.2620	.8794	.2088	.2820	.8999	.2315
.2025	.8037	.1449	.2225	.8319	.1658	.2425	.8572	.1873	.2625	.8800	.2094	.2825	.9004	.2321
.2030	.8045	.1454	.2230	.8325	.1663	.2430	.8578	.1878	.2630	.8805	.2100	.2830	.9009	.2326
.2035	.8052	.1460	.2235	.8332	.1668	.2435	.8584	.1884	.2635	.8811	.2105	.2835	.9014	.2332
.2040	.8059	.1465	.2240	.8338	.1674	.2440	.8590	.1889	.2640	.8816	.2111	.2840	.9019	.2338
.2045	.8067	.1470	.2245	.8345	.1679	.2445	.8596	.1895	.2645	.8821	.2116	.2845	.9024	.2344
.2050	.8074	.1475	.2250	.8352	.1684	.2450	.8602	.1900	.2650	.8827	.2122	.2850	.9028	.2349
.2055	.8081	.1480	.2255	.8358	.1689	.2455	.8608	.1906	.2655	.8832	.2128	.2855	.9033	.2355
.2060	.8089	.1485	.2260	.8365	.1695	.2460	.8614	.1911	.2660	.8837	.2133	.2860	.9038	.2361
.2065	.8096	.1490	.2265	.8371	.1700	.2465	.8619	.1917	.2665	.8843	.2139	.2865	.9043	.2367
.2070	.8103	.1496	.2270	.8378	.1705	.2470	.8625	.1922	.2670	.8848	.2145	.2870	.9047	.2372
.2075	.8110	.1501	.2275	.8384	.1711	.2475	.8631	.1927	.2675	.8853	.2150	.2875	.9052	.2378
.2080	.8118	.1506	.2280	.8391	.1716	.2480	.8637	.1933	.2680	.8858	.2156	.2880	.9057	.2384
.2085	.8125	.1511	.2285	.8397	.1721	.2485	.8643	.1938	.2685	.8864	.2161	.2885	.9061	.2390
.2090	.8132	.1516	.2290	.8404	.1727	.2490	.8649	.1944	.2690	.8869	.2167	.2890	.9066	.2395
.2095	.8139	.1521	.2295	.8410	.1732	.2495	.8654	.1949	.2695	.8874	.2173	.2895	.9071	.2401
.2100	.8146	.1527	.2300	.8417	.1738	.2500	.8660	.1955	.2700	.8879	.2178	.2900	.9075	.2407
.2105	.8153	.1532	.2305	.8423	.1743	.2505	.8666	.1961	.2705	.8884	.2184	.2905	.9080	.2413
.2110	.8160	.1537	.2310	.8429	.1748	.2510	.8672	.1966	.2710	.8890	.2190	.2910	.9084	.2419
.2115	.8167	.1542	.2315	.8436	.1754	.2515	.8678	.1972	.2715	.8895	.2195	.2915	.9089	.2424
.2120	.8174	.1547	.2320	.8442	.1759	.2520	.8683	.1977	.2720	.8900	.2201	.2920	.9094	.2430
.2125	.8182	.1553	.2325	.8449	.1764	.2525	.8689	.1983	.2725	.8905	.2207	.2925	.9098	.2436
.2130	.8189	.1558	.2330	.8455	.1770	.2530	.8695	.1988	.2730	.8910	.2212	.2930	.9103	.2442
.2135	.8196	.1563	.2335	.8461	.1775	.2535	.8700	.1994	.2735	.8915	.2218	.2935	.9107	.2448
.2140	.8203	.1568	.2340	.8467	.1781	.2540	.8706	.1999	.2740	.8920	.2224	.2940	.9112	.2453
.2145	.8210	.1573	.2345	.8474	.1786	.2545	.8712	.2005	.2745	.8925	.2229	.2945	.9116	.2459
.2150	.8216	.1579	.2350	.8480	.1791	.2550	.8717	.2010	.2750	.8930	.2235	.2950	.9121	.2465
.2155	.8223	.1584	.2355	.8486	.1797	.2555	.8723	.2016	.2755	.8935	.2241	.2955	.9125	.2471
.2160	.8230	.1589	.2360	.8492	.1802	.2560	.8728	.2021	.2760	.8940	.2246	.2960	.9130	.2477
.2165	.8237	.1594	.2365	.8499	.1808	.2565	.8734	.2027	.2765	.8945	.2252	.2965	.9134	.2482
.2170	.8244	.1600	.2370	.8505	.1813	.2570	.8740	.2033	.2770	.8950	.2258	.2970	.9139	.2488
.2175	.8251	.1605	.2375	.8511	.1818	.2575	.8745	.2038	.2775	.8955	.2264	.2975	.9143	.2494
.2180	.8258	.1610	.2380	.8517	.1824	.2580	.8751	.2044	.2780	.8960	.2269	.2980	.9148	.2500
.2185	.8265	.1615	.2385	.8523	.1829	.2585	.8756	.2049	.2785	.8965	.2275	.2985	.9152	.2506
.2190	.8271	.1621	.2390	.8529	.1835	.2590	.8762	.2055	.2790	.8970	.2281	.2990	.9156	.2511
.2195	.8278	.1626	.2395	.8536	.1840	.2595	.8767	.2060	.2795	.8975	.2286	.2995	.9161	.2517

H/D FROM .3 TO .4			H/D FROM .3 TO .4			H/D FROM .3 TO .4			H/D FROM .3 TO .4					
H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T	H/D	L/D	A ₀ /A _T
.3000	.9165	.2523	.3200	.9330	.2759	.3400	.9474	.2998	.3600	.9600	.3241	.3800	.9708	.3487
.3005	.9170	.2529	.3205	.9333	.2765	.3405	.9478	.3004	.3605	.9603	.3247	.3805	.9710	.3493
.3010	.9174	.2535	.3210	.9337	.2771	.3410	.9481	.3010	.3610	.9606	.3253	.3810	.9713	.3499
.3015	.9178	.2541	.3215	.9341	.2777	.3415	.9484	.3016	.3615	.9609	.3259	.3815	.9715	.3505
.3020	.9183	.2547	.3220	.9345	.2782	.3420	.9488	.3022	.3620	.9612	.3265	.3820	.9718	.3512
.3025	.9187	.2552	.3225	.9349	.2788	.3425	.9491	.3028	.3625	.9614	.3272	.3825	.9720	.3518
.3030	.9191	.2558	.3230	.9352	.2794	.3430	.9494	.3034	.3630	.9617	.3278	.3830	.9722	.3524
.3035	.9195	.2564	.3235	.9356	.2800	.3435	.9498	.3040	.3635	.9620	.3284	.3835	.9725	.3530
.3040	.9200	.2570	.3240	.9360	.2806	.3440	.9501	.3046	.3640	.9623	.3290	.3840	.9727	.3536
.3045	.9204	.2576	.3245	.9364	.2812	.3445	.9504	.3053	.3645	.9626	.3296	.3845	.9730	.3543
.3050	.9208	.2582	.3250	.9367	.2818	.3450	.9507	.3059	.3650	.9629	.3302	.3850	.9732	.3549
.3055	.9212	.2588	.3255	.9371	.2824	.3455	.9511	.3065	.3655	.9631	.3308	.3855	.9734	.3555
.3060	.9217	.2593	.3260	.9375	.2830	.3460	.9514	.3071	.3660	.9634	.3315	.3860	.9737	.3561
.3065	.9221	.2599	.3265	.9379	.2836	.3465	.9517	.3077	.3665	.9637	.3321	.3865	.9739	.3567
.3070	.9225	.2605	.3270	.9382	.2842	.3470	.9520	.3083	.3670	.9640	.3327	.3870	.9741	.3574
.3075	.9229	.2611	.3275	.9386	.2848	.3475	.9524	.3089	.3675	.9642	.3333	.3875	.9744	.3580
.3080	.9233	.2617	.3280	.9390	.2854	.3480	.9527	.3095	.3680	.9645	.3339	.3880	.9746	.3586
.3085	.9237	.2623	.3285	.9393	.2860	.3485	.9530	.3101	.3685	.9648	.3345	.3885	.9748	.3592
.3090	.9242	.2629	.3290	.9397	.2866	.3490	.9533	.3107	.3690	.9651	.3351	.3890	.9750	.3598
.3095	.9246	.2635	.3295	.9401	.2872	.3495	.9536	.3113	.3695	.9653	.3357	.3895	.9753	.3605
.3100	.9250	.2640	.3300	.9404	.2878	.3500	.9539	.3119	.3700	.9656	.3364	.3900	.9755	.3611
.3105	.9254	.2646	.3305	.9408	.2884	.3505	.9543	.3125	.3705	.9659	.3370	.3905	.9757	.3617
.3110	.9258	.2652	.3310	.9411	.2890	.3510	.9546	.3131	.3710	.9661	.3376	.3910	.9759	.3623
.3115	.9262	.2658	.3315	.9415	.2896	.3515	.9549	.3137	.3715	.9664	.3382	.3915	.9762	.3629
.3120	.9266	.2664	.3320	.9419	.2902	.3520	.9552	.3143	.3720	.9667	.3388	.3920	.9764	.3636
.3125	.9270	.2670	.3325	.9422	.2908	.3525	.9555	.3150	.3725	.9669	.3394	.3925	.9766	.3642
.3130	.9274	.2676	.3330	.9426	.2914	.3530	.9558	.3156	.3730	.9672	.3401	.3930	.9768	.3648
.3135	.9278	.2682	.3335	.9429	.2920	.3535	.9561	.3162	.3735	.9675	.3407	.3935	.9771	.3654
.3140	.9282	.2688	.3340	.9433	.2926	.3540	.9564	.3168	.3740	.9677	.3413	.3940	.9773	.3661
.3145	.9286	.2693	.3345	.9436	.2932	.3545	.9567	.3174	.3745	.9680	.3419	.3945	.9775	.3667
.3150	.9290	.2699	.3350	.9440	.2938	.3550	.9570	.3180	.3750	.9682	.3425	.3950	.9777	.3673
.3155	.9294	.2705	.3355	.9443	.2944	.3555	.9573	.3186	.3755	.9685	.3431	.3955	.9779	.3679
.3160	.9298	.2711	.3360	.9447	.2950	.3560	.9576	.3192	.3760	.9688	.3438	.3960	.9781	.3685
.3165	.9302	.2717	.3365	.9450	.2956	.3565	.9579	.3198	.3765	.9690	.3444	.3965	.9783	.3692
.3170	.9306	.2723	.3370	.9454	.2962	.3570	.9582	.3204	.3770	.9693	.3450	.3970	.9786	.3698
.3175	.9310	.2729	.3375	.9457	.2968	.3575	.9585	.3211	.3775	.9695	.3456	.3975	.9788	.3704
.3180	.9314	.2735	.3380	.9461	.2974	.3580	.9588	.3217	.3780	.9698	.3462	.3980	.9790	.3710
.3185	.9318	.2741	.3385	.9464	.2980	.3585	.9591	.3223	.3785	.9700	.3468	.3985	.9792	.3717
.3190	.9322	.2747	.3390	.9467	.2986	.3590	.9594	.3229	.3790	.9703	.3475	.3990	.9794	.3723
.3195	.9326	.2753	.3395	.9471	.2992	.3595	.9597	.3235	.3795	.9705	.3481	.3995	.9796	.3729
H/D FROM .4 TO .5														
.4000	.9798	.3735	.4200	.9871	.3986	.4400	.9928	.4238	.4600	.9968	.4491	.4800	.9992	.4745
.4005	.9800	.3742	.4205	.9873	.3992	.4405	.9929	.4244	.4605	.9969	.4498	.4805	.9992	.4752
.4010	.9802	.3748	.4210	.9874	.3998	.4410	.9930	.4251	.4610	.9970	.4504	.4810	.9993	.4758
.4015	.9804	.3754	.4215	.9876	.4005	.4415	.9931	.4257	.4615	.9971	.4510	.4815	.9993	.4765
.4020	.9806	.3760	.4220	.9878	.4011	.4420	.9932	.4263	.4620	.9971	.4517	.4820	.9994	.4771
.4025	.9808	.3767	.4225	.9879	.4017	.4425	.9934	.4270	.4625	.9972	.4523	.4825	.9994	.4777
.4030	.9810	.3773	.4230	.9881	.4023	.4430	.9935	.4276	.4630	.9973	.4529	.4830	.9994	.4784
.4035	.9812	.3779	.4235	.9882	.4030	.4435	.9936	.4282	.4635	.9973	.4536	.4835	.9995	.4790
.4040	.9814	.3785	.4240	.9884	.4036	.4440	.9937	.4288	.4640	.9974	.4542	.4840	.9995	.4796
.4045	.9816	.3791	.4245	.9885	.4042	.4445	.9938	.4295	.4645	.9975	.4548	.4845	.9995	.4803
.4050	.9818	.3798	.4250	.9887	.4049	.4450	.9939	.4301	.4650	.9975	.4555	.4850	.9995	.4809
.4055	.9820	.3804	.4255	.9888	.4055	.4455	.9940	.4307	.4655	.9976	.4561	.4855	.9996	.4815
.4060	.9822	.3810	.4260	.9889	.4061	.4460	.9942	.4314	.4660	.9977	.4567	.4860	.9996	.4822
.4065	.9824	.3816	.4265	.9891	.4068	.4465	.9943	.4320	.4665	.9978	.4574	.4865	.9996	.4828
.4070	.9825	.3823	.4270	.9893	.4074	.4470	.9944	.4326	.4670	.9978	.4580	.4870	.9997	.4834
.4075	.9827	.3829	.4275	.9894	.4080	.4475	.9945	.4333	.4675	.9979	.4586	.4875	.9997	.4841
.4080	.9829	.3835	.4280	.9896	.4086	.4480	.9946	.4339	.4680	.9979	.4593	.4880	.9997	.4847
.4085	.9831	.3842	.4285	.9897	.4093	.4485	.9947	.4345	.4685	.9980	.4599	.4885	.9997	.4854
.4090	.9833	.3848	.4290	.9899	.4099	.4490	.9948	.4352	.4690	.9981	.4606	.4890	.9998	.4860
.4095	.9835	.3854	.4295	.9900	.4105	.4495	.9949	.4358	.4695	.9981	.4612	.4895	.9998	.4866
.4100	.9837	.3860	.4300	.9902	.4112	.4500	.9950	.4364	.4700	.9982	.4618	.4900	.9998	.4873
.4105	.9838	.3867	.4305	.9903	.4118	.4505	.9951	.4371	.4705	.9983	.4625	.4905	.9998	.4879
.4110	.9840	.3873	.4310	.9904	.4124	.4510	.9952	.4377	.4710	.9983	.4631	.4910	.9998	.4885
.4115	.9842	.3879	.4315	.9906	.4131	.4515	.9953	.4383	.4715	.9984	.4637	.4915	.9999	.4892
.4120	.9844	.3885	.4320	.9907	.4137	.4520	.9954	.4390	.4720	.9984	.4644	.4920	.9999	.4898
.4125	.9846	.3892	.4325	.9908	.4143	.4525	.9955	.4396	.4725	.9985	.4650	.4925	.9999	.4905
.4130	.9847	.3898	.4330	.9910	.4149	.4530	.9956	.4402	.4730	.9985	.4656	.4930	.9999	.4911
.4135	.9849	.3904	.4335	.9911	.4156	.4535	.9957	.4409	.4735	.9986	.4663	.4935	.9999	.4917
.4140	.9851	.3910	.4340	.9912	.4162	.4540	.9958	.4415	.4740	.9986	.4669	.4940	.9999	.4924
.4145	.9853	.3917	.4345	.9914	.4168	.4545	.9959	.4421	.4745	.9987	.4675	.4945	.9999	.4930
.4150	.9854	.3923	.4350	.9915	.4175	.4550	.9959	.4428	.4750	.9987	.4682	.4950	1.0000	.4936
.4155	.9856	.3929	.4355	.9916	.4181	.4555	.9960	.4434	.4755	.9988	.4688	.4955	1.0000	.4943
.4160	.9858	.3936	.4360	.9918	.4187	.4560	.9961	.4440	.4760	.9988	.4695	.4960	1.0000	.4949
.4165	.9860	.3942	.4365	.9919	.4194	.4565	.9962	.4447	.4765	.9989	.4701	.4965	1.0000	.4955
.4170	.9861	.3948	.4370	.9920	.4200	.4570	.9963	.4453	.4770	.9989	.4707	.4970	1.0000	.4962
.4175	.9863	.3954	.4375	.9922	.4206	.4575	.9964	.4460	.4775	.9990	.4714	.4975	1.0000	.4968
.4180	.9865	.3961	.4380	.9923	.4213	.4580	.9965	.4466	.4780	.9990	.4720	.4980	1.0000	.4975
.4185	.9866	.3967	.4385	.9924	.4219	.4585	.9965	.4472	.4785	.9991	.4726	.4985	1.0000	.4981
.4190	.9868	.3973	.4390	.9925	.4225	.4590	.9966	.4479	.4790	.9991	.4733	.4990	1.0000	.4987
.4195	.9870	.3979	.4395	.9927	.4232	.4595	.9967	.4485	.4795	.9992	.4739	.4995	1.0000	.4994
												.5000	1.0000	.5000

NOMENCLATURA

MMPCSD	Millones de pies cúbicos estándar por día
LMB	Libras por mil barriles
BBL	Barril
MBLS	Mil barriles
GPM	Galones por minuto
BPD	Barriles por día
PPM	Partes por millón
API	Instituto Americano del Petróleo
K(uop)	Factor de caracterización
UOP	Producto de Crudo Universal
T _b	Punto de ebullición molal promedio, °F
S	Gravedad específica 60°F/60°F
SSU	Viscosidad Universal Saybolt
UTM	Universal Transversal de Mercator
ASNM	Altitud sobre el nivel del mar
Q	Carga de la gota, Coulombs,(C)
r	Radio de la gota, (m)
ε _{oil}	Constante dieléctrica relativa del crudo, adimensional
ε _o	Constante dieléctrica del vacío=8.85X10 ⁻¹² Faradio/metro,(F/m)
E	Campo eléctrico entre electrodos,(V/m)=PD/ΔX
PD	Diferencia de potencial entre los electrodos, Voltios,(V)
ΔX	Espacio entre electrodos,(m)
Fe	Fuerza electrotática en la gota de agua, Newtons,(N)
mN/m	Millinewton por metro
Kv/pulg	Kilovolt por pulgada
Q ₁	Carga en la primera gota de agua,(C)
Q ₂	Carga en la segunda gota de agua,(C)
X	Distancia entre los centros de las gotas,(m)
d	Diámetro de la gota de agua,(m)
V _s	Velocidad superficial del gas, (ft/s)
V _e	Velocidad de erosión, (ft/s)
g _c	Aceleración de gravedad, (ft/s ²)
L/D	Relación de esbeltez
K _s	Factor de carga del sistema para separadores, (ft/s)
P	Presión de operación, (kg/cm ² man)

T	Temperatura de operación, (°C)
DT	Diámetro total del separador, (ft)
LT-T	Longitud total del separador, (ft)
AT	Área total del separador, (ft ²)
VT	Volumen total del separador, (ft ³)
Qg	Flujo de gas, (ft ³ /min)
Ql	Flujo del líquido, (ft ³ /min)
Qw	Flujo de agua, (ft ³ /min)
Wg	Flujo másico del gas, (lb/hr)
Wl	Flujo másico del crudo, (lb/hr)
Ww	Flujo másico del agua, (lb/hr)
ρ_l	Densidad de la fase ligera, (lb/hr)
ρ_g	Densidad del gas, (lb/ft ³)
ρ_w	Densidad del agua, (lb/ft ³)
ρ_m	Densidad de la mezcla, (lb/ft ³)
μ_l	Viscosidad de la fase ligera, (Cp)
μ_w	Viscosidad de la fase acuosa, (Cp)
μ_g	Viscosidad del gas, (Cp)
σ_l	Tensión superficial de la fase ligera (Din/cm)
σ_w	Tensión superficial de la fase acuosa, (Din/cm)
V _{max}	Velocidad máxima, (ft/s)
\varnothing_M	Diámetro de boquilla de mezcla, (pulg)
\varnothing_g	Diámetro de boquilla del gas, (pulg)
\varnothing_l	Diámetro de boquilla del crudo, (pulg)
\varnothing_w	Diámetro de boquilla del agua, (pulg)
A _{req}	Área requerida de fase gaseosa, ligera y acuosa, (ft ²)
V _{req}	Volumen requerido de fase gaseosa, ligera y acuosa, (ft ³)
A _{boq.}	Área de boquilla de mezcla, gas, crudo y agua, (ft ²)
AD _g	Área disponible de la fase gaseosa, (ft ²)
AD _a	Área disponible de la fase ligera, (ft ²)
AD _w	Área disponible de la fase acuosa, (ft ²)
V _g	Volumen parcial de la fase gaseosa (ft ³)
V _a	Volumen parcial de la fase ligera (ft ³)
V _w	Volumen parcial de la fase acuosa, (ft ³)
h _p	Distancia del fondo de la carcasa del tanque al nivel máximo de interfase, (ft)
V _l	Velocidad de asentamiento de la fase ligera, (ft/min)

V_h	Velocidad de asentamiento de la fase acuosa, (ft/min)
V_p	Velocidad de flujo pesado en la pierna, (ft/min)
t_l	Tiempo de asentamiento de la fase ligera, (seg)
t_h	Tiempo de asentamiento de la fase acuosa, (seg)
Θ_{res}	Tiempo de residencia, (min)
D_p	Diámetro de la pierna del separador, (ft)
v	Velocidad de separación de las gotas de aceite, (ft/s)
v_o	Velocidad de separación de las sustancias aglomeradas, (ft/s)
g	Aceleración de la gravedad
D	Diámetro de la gota del aceite, (ft)
D_o	Diámetro de la partícula aglomerada, (ft)
ρ_o	Densidad de la fase aceitosa aglomerada, (lb/ft ³)
ρ_a	Densidad de la fase aglomerada, (lb/ft ³)
μ	Viscosidad absoluta de la fase acuosa, (Cp)
LAH	Alarma por alto nivel, (mm)
LAL	Alarma por bajo nivel, (mm)
N.Max	Nivel máximo, (mm)
N.Nor	Nivel normal, (mm)
N.Min	Nivel mínimo, (mm)