



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“MANEJO, TRATAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y
EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN
SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Jaimes Tejeda Luis Daniel

&

Luna Flores Omar



DIRECTOR DE TESIS :

M en I. Larios Gonzáles Jaime

México, Cd. Mx., Ciudad Universitaria, 2016



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.





AGRADECIMIENTOS.

Quiero agradecer a mis padres Cristina Tejeda Castillo y Luis Jaimes Cubillos que han sido el arco que me ha lanzado hacia nuevas alturas, que siempre han confiado en mí y me han enseñado la importancia de los valores a través de sus acciones y me han dado amor como el más nutritivo alimento del alma, que nunca han intentado implantarme sus ideas, me han dado la libertad de tener mis propios pensamientos y han respetado mi individualidad como ser humano.

A mi hermana Diana Marily que me ha apoyado incondicionalmente en los momentos importantes y a mi hermano Juan Pablo que ha sido mi confidente y amigo.

A mi abuelita Mary quien es fuente pura de inspiración y amor, mi tío José Antonio Jaimes que me inculcó el estudio como medio de superación personal, a mi tía Sara Tejeda que me ha apoyado cuando he necesitado y en general a todos los que me han brindado su apoyo de alguna u otra forma a lo largo de mis estudios universitarios.

A mi compañero de tesis y amigo Omar Luna por ayudarme en la elaboración de esta tesis y por sus consejos.



Al Ing. James Laríos Gonzáles quién fue nuestro director de tesis, y nos ha apoyado en la elaboración de la misma.

y finalmente a mi alma mater la Universidad Nacional Autónoma de México que me ha permitido ser uno más de sus hijos y me ha dado herramientas para ser alguien útil para mi país, además de ampliar mi visión del mundo.

Jaimes Tejeda Luis Daniel



Les agradezco a mis padres María Eugenia Flores Olmos y Vicente Luna Sandoval, porque a pesar de que he tenido altibajos a nivel estudiantil y personal, ellos nunca me han dejado de brindar su apoyo, siempre firmes al pie del cañón.

A mis hermanas, Areli y Lorena Luna Flores, porque teniendo nosotros tres un carácter fuerte, me han sabido comprender y siempre me han brindado todo su apoyo.

A nuestro asesor de tesis Jaime Laríos Gonzales, por brindarnos todo el apoyo para poder realizar este trabajo.

A Tania Rodríguez Pérez por ser tan comprensiva conmigo, enseñarme tanto y fomentar esa hambre de trabajar por lo que quieres.

A mi compañero de tesis Luis Daniel Jaimes Tejeda, por impulsarme a lograr este objetivo y brindarme su amistad.

Y finalmente a la Universidad Nacional Autónoma de México, porque gracias a los conocimientos y valores que me ha inculcado, soy una mejor persona.

Luna Flores Omar



INTRODUCCIÓN.

Con el crecimiento de la población mundial también ha aumentado la demanda energética y de productos derivados del petróleo; así los yacimientos antes considerados como no convencionales han pasado a ser convencionales, por lo que en nuestros días la explotación de yacimientos en aguas profundas es una práctica habitual.

El petróleo ha sido extraído de yacimientos marinos desde finales del año 1940. Originalmente, todas las plataformas petroleras se asentaban con estructuras fijas en el fondo del mar, pero a medida que la exploración de campos petroleros fue aplicándose en aguas más profundas y lugares más distantes (en la década de 1970), los sistemas de producción flotantes empezaron a ser utilizados. El primer FPSO fue construido en España en 1976, el cual se utilizó en el Campo Castellón por la compañía Shell Oil.

Los sistemas flotantes de producción, procesamiento, almacenamiento y descarga son también conocidos como FPSO (Floating Production, Storage and Offloading System) por sus siglas en inglés; esta designación muestra explícitamente las principales funciones de este tipo de buques.

Los FPSO son una opción muy viable para realizar la explotación de campos marinos en aguas profundas. En ellas no solo se procesan los hidrocarburos extraídos sino que también se almacenan por un tiempo determinado, hasta que la producción se descarga a otra embarcación que se trasladara a tierra (Perwitasari, 2010).



En este trabajo se describen las características principales con las que cuenta un sistema flotante de producción, procesamiento, almacenamiento y descarga. Así mismo se describe de forma general la funcionabilidad de cada uno de los componentes principales.

Contenido

En el capítulo uno se describe de forma general los sistemas flotantes de producción; se mencionan las partes fundamentales de una embarcación, los grados de libertad de movimiento que puede presentar, el sistema de anclaje y posicionamiento que tienen los barcos de proceso y el concepto de PLEM.

En el capítulo dos se menciona el sistema de separación, se describe cómo se lleva a cabo el proceso de separación para obtener un crudo estabilizado. Se expone una clasificación de los diferentes tipos de separadores que existen, los componentes que los conforman, sus características y una descripción del recorrido de los fluidos dentro de un separador, así como también el proceso de deshidratación y desalado del crudo.

En el capítulo tres describe el sistema de calentamiento del crudo, se explica la importancia del calentamiento de los hidrocarburos líquidos en el proceso de estabilización, abarcando los mecanismos por los cuales es posible la transferencia de energía térmica y los equipos mediante los cuales se lleva a cabo esta transferencia de energía.

En el capítulo cuatro se describe el sistema de compresión de gas, se expone la necesidad del aumento de presión del gas para poder transportarlo de un lugar a otro, los equipos que producen ese aumento de presión y los diferentes tipos que existen explicando brevemente su filosofía de operación.

En el capítulo cinco se describe el sistema de acondicionamiento de gas combustible (endulzamiento), menciona las principales impurezas contenidas en el



gas hidrocarburo y la importancia de depurarlas de la corriente, así mismo se abordan los distintos procesos de endulzamiento del gas haciendo énfasis en el proceso de endulzamiento con aminas.

En el capítulo seis se describe el sistema de generación eléctrica, se da a conocer el principio de generación eléctrica, los equipos que se utilizan en el sistema y su funcionamiento para la generación de corriente eléctrica alterna.

En el capítulo siete se describe el sistema de almacenamiento de hidrocarburos, se menciona el concepto de presión de vapor, presión de vapor Reid y su importancia en el almacenamiento, la clasificación y tipos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos que se utilizan, los elementos de los que consta y la distribución de los tanques dentro de un barco de proceso.

En el capítulo ocho se describe el sistema de mezclado, se da la definición y objetivo del mezclado de aceites, los diferentes tipos de mezcladores que existen, los mecanismos de mezclado, las fórmulas utilizadas para la obtención del producto de la mezcla y la filosofía de operación del mezclador instalado en los FPSO.

En el capítulo nueve se describe el sistema de exportación del crudo y bombeo de alta presión, se da a conocer la forma en la que se descarga el crudo a otra embarcación y los elementos necesarios para dicha maniobra. Por otra parte se hace mención del bombeo de hidrocarburos, los diferentes tipos de bombas que existen, las características de cada una, y la razón del sistema de bombeo de alta presión en los barcos de proceso.

En el capítulo diez se describe el sistema de desfogue, se menciona la importancia de este sistema dentro de los sistemas flotantes de producción, los principales tipos desfogue que se tiene y las diferentes partes que lo conforman.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.



OBJETIVO.

Describir la filosofía de operación de los sistemas que componen un barco de proceso de hidrocarburos; abordando las características generales de los diferentes equipos y justificando su selección dentro de los Sistemas Flotantes de Producción, también conocidos como FPSO, por sus siglas en inglés Floating Production, Storage and Offloading System.

JUSTIFICACIÓN.

Debido a la constante demanda de hidrocarburos en todo el mundo, ha sido necesario explotar los yacimientos no convencionales como son los yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas.

Siendo la industria petrolera una de las más importantes en el mundo se han implementado mejores técnicas operativas y administrativas para mejorar la rentabilidad; así los FPSO son un factor decisivo en proyectos en aguas profundas.

Debido al alto costo que representaría construir ductos para transportar los hidrocarburos desde los pozos submarinos hasta instalaciones terrestres y la complejidad del comportamiento del flujo a lo largo de todo el trayecto, los FPSO son la clave para ahorrar tiempo y dinero, ya que estas embarcaciones se encargan del manejo, tratamiento y almacenamiento para que los hidrocarburos estén listos para su exportación.



CONTENIDO:

AGRADECIMIENTOS.....	II
INTRODUCCIÓN.....	V
OBJETIVO.....	VIII
JUSTIFICACIÓN.....	VIII
Capítulo 1.....	2
Descripción general de los sistemas que conforman un barco de proceso.....	2
1.1 Partes de los buques.....	2
1.2 Estructura del buque.....	3
1.3 Generalidades de un Barco de Proceso, FPSO.....	6
1.4 Grados de libertad de movimiento.....	7
1.5 Sistema de anclaje.....	8
1.6 Posicionamiento Dinámico.....	11
1.7 Cuarto de Control Central (Central Control Room, CCR).....	13
1.8 PLEM.....	15
Capítulo 2.....	17
Sistema de separación.....	17
2.1 Objetivo de la separación.....	18
2.2 Equipos de estabilización de hidrocarburos.....	18
2.3 Descripción y Clasificación del equipo de Separación (Separadores).....	19
2.4 Factores a considerar en el proceso de separación.....	21



2.5 Secciones internas de un separador.....	21
2.6 Recorrido de los hidrocarburos dentro de un separador	25
2.7 Deshidratación del crudo	29
2.8 Separador Trifásico Horizontal.....	34
2.9 Desalado del crudo	36
2.10 Sistema de separación en los FPSO	37
Capítulo 3.....	38
Sistema de calentamiento del crudo	38
3.1 Transferencia de Calor.....	39
3.2 Intercambiadores de calor.....	41
3.3 Sistema de Calentamiento en los FPSO.....	48
Capítulo 4.....	51
Compresión del gas natural.....	51
4.1 El gas natural	52
4.2 Compresión del gas natural	53
4.3 Operación del sistema de compresión de gas para FPSO	58
Capítulo 5.....	61
Sistema de acondicionamiento de gas combustible (endulzamiento)	61
5.1 Procesos de conversión directa	63
5.2 Mallas moleculares	64
5.3 Membranas	64
5.4 Procesos con solventes físicos	64
5.5 Procesos con solventes híbridos o mixtos	65



5.6 Procesos con solventes químicos	65
5.7 Proceso con Aminas	66
5.8 Calidad del agua para la solución	69
5.9 Equipos de Planta de Amina	69
5.10 El Proceso de Acondicionamiento del Gas Amargo	73
Capítulo 6	75
Sistema de generación eléctrica	75
6.1 Turbina de gas	76
6.2 Funcionamiento de la Turbina	78
6.3 Maquinas Síncronas	81
6.4 Generador Síncrono.....	85
6.5 Sistema de Generación Eléctrica en los FPSO.....	91
Capítulo 7	92
Sistema de almacenamiento de hidrocarburos producidos	92
7.1 Estabilización del crudo	92
7.2 Presión de Vapor	93
7.3 Presión de Vapor Reíd (PVR)	94
7.4 Tipos de tanques para almacenamiento de hidrocarburos	95
7.5 Accesorios del tanque	97
7.6 Generalidades para el diseño de Tanques de almacenamiento	97
7.7 Factores de diseño.....	98
7.8 Elementos del tanque de almacenamiento	99
7.9 Tanques de Almacenamiento en los FPSO	100



7.10 Sistema de Gas Inerte y de ventilación de los tanques.....	104
Capítulo 8.....	105
Sistema de mezclado.....	105
8.1 Definición de mezclado.....	106
8.2 Tipos de mezcladores.....	106
8.3 Mecanismos del mezclado.....	111
8.4 Calculo de la mezcla.....	112
8.5 Sistema de mezclado en los FPSO.....	114
Capítulo 9.....	119
Sistema de exportación de crudo y bombeo de alta presión.....	119
9.1 Sistema de exportación.....	120
9.2 Sistema de amarre en tándem.....	121
9.3 Mangueras de descarga en Tándem.....	121
9.4 Sistemas de ductos de distribución.....	122
9.5 Sistema de medición de transferencia en custodia.....	123
9.6 Descarga de Gas Amargo al PLEM.....	124
9.7 Bombeo de Alta Presión.....	125
9.8 Bombas.....	125
9.9 Clasificación de las bombas.....	126
9.10 Bombas de Desplazamiento positivo.....	126
9.11 Bombas de Desplazamiento No Positivo o Dinámicas.....	132
9.12 Bombas Centrífugas.....	132
9.13 Características de las Bombas Centrífugas.....	135



9.14. Bombas Multietapas.....	136
Capítulo 10.....	137
Sistema de desfogue.....	137
10.1 Elementos y Conceptos del Sistema de Desfogue	137
10.2 Componentes Principales del Sistema de Desfogue	141
10.3 Condiciones del Sistema de Desfogue	142
10.4 Tipos de Sistemas de Desfogue	143
10.5 Quemador	144
BIBLIOGRAFÍA	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura1.- Diagrama de planta de un Sistema Flotante de Producción (Elaboración propia).....	XVIII
Figura 1.1.- Esquema de las partes externas de un buque (García Roberto 2012) 3	
Figura 1.2.- Esquema de las partes externas de un buque (García Roberto 2012) 3	
Figura 1.3.- Esquema de la estructura transversal de un buque (García Roberto 2012).....	4
Figura 1.4.- Estructura interna de un buque.....	5
Figura 1.5.- Estructura interna de un buque.....	5
Figura 1.6.- FPSO El girasol ubicado en Angola, procesa más de 200,000 bpd.....	6
Figura 1.7.- Esquema de los seis grados de libertad de una estructura flotante	8
Figura 1.8.- Esquema del sistema de anclaje tipo catenaria con torreta (universidad Politécnica de Madrid)	9
Figura 1.9.- Esquema del sistema de anclaje con torreta y risers de producción....	9
Figura 1.10.- Esquema de las partes de una torreta	10
Figura 1.11.- Esquema de amarre con torreta externa y con torreta interna.....	11



Figura 1.12.- FPSO con posicionamiento dinámico. Moho-Bilondo FPU ubicado en República del Congo	13
Figura 1.13.- Esquema de risers sin uso de PLEM y esquema con uso de PLEM	15
Figura 1.14.- Fotografía de PLEM antes de su instalación en el lecho marino	16
Figura 2.1.- Diagrama de planta de un sistema de separación. (Elaborado con software Dia)	17
Figura 2.2.- Secciones de separación primaria (UNAM, 2014)	22
Figura 2.3.- Tipos de entrada	25
Figura 2.4.- Separador vertical (A. P. Szilas, 1975)	26
Figura 2.5.- Separador horizontal de un barril (A. P. Szilas, 1975)	27
Figura 2.6.- Separador horizontal de dos barriles (A. P. Szilas, 1975).....	28
Figura 2.7.- Separador esférico (A. P. Szilas, 1975)	29
Figura 2.8.- Esquema de un tanque Deshidratador (Elaboración propia)	34
Figura 2.9.- Esquema de un separador horizontal trifásico con control de nivel de interfase y presa (Arnold y Stewart, 2008)	35
Figura 2.10.- Esquema que ilustra la función del desviador de entrada y el lavado de agua (Arnold y Stewart).....	36
Figura 3.1.- Diagrama de tres intercambiadores de calor que están entre la primera y segunda etapa de separación. (Elaboración propia)	38
Figura 3.2.- Esquema de los mecanismos de transferencia de calor	41
Figura 3.3.- Intercambiador de calor de carcasa y tubos (O. A. Jaramillo, 2007) .	42
Figura 3.4.- Intercambiador de calor tipo plato (O. A. Jaramillo, 2007)	44
Figura 3.5.- Intercambiador de calor de flujo paralelo (O. A. Jaramillo, 2007).....	45
Figura 3.6.- Intercambiador de calor en contraflujo (O. A. Jaramillo, 2007)	46
Figura 3.7.- Intercambiador de calor de flujo cruzado (O.A. Jaramillo, 2007)	47
Figura 3.8.- Intercambiador de calor de un solo paso y de múltiples pasos (O. A. Jaramillo, 2007).....	48
Figura 3.9.- Sistema de calentamiento en FPSO. (Elaboración propia).....	50



Figura 4.1.- Diagrama de planta de un sistema de compresión de gas (Elaboración propia)	52
Figura 4.2.- Tipos de compresores.....	54
Figura 4.3.- Compresor Reciprocante	55
Figura 4.4.- Compresores rotatorios.....	56
Figura 4.5.- Compresor tipo tornillo	56
Figura 4.6.- Compresor centrífugo	57
Figura 4.7.- Sistema de compresión FPSO (Elaboración propia).....	59
Figura 5.1.- Fórmula estructural de las aminas primarias, secundarias y terciarias	67
Figura 5.2.- Diagrama de los componentes internos de la torre contactora	72
Figura 5.3.- Diagrama del proceso de Endulzamiento en FPSO (Elaboración propia)	74
Figura 6.1.- Diagrama de planta de un Sistema de Generación Eléctrica (Elaboración propia)	75
Figura 6.2.- Turbina de gas	76
Figura 6.3.- Esquema de una Turbina de gas	77
Figura 6.4.- Ciclo de Brayton.....	78
Figura 6.5.- Foto de la estructura interna de un Compresor.....	79
Figura 6.6.- Esquema de Cámara de combustión	80
Figura 6.7.- Foto de los álabes de una Turbina.....	80
Figura 6.8.- Tobera de escape	81
Figura 6.9.- Diagrama de bloque de una Máquina Síncrona (Víctor Pérez, 1992)	82
Figura 6.10.- Foto de un Estator.....	84
Figura 6.11.- Foto de un Rotor	85
Figura 6.12.- Esquema de un Generador Síncrono.....	86
Figura 6.13.- Ley de Faraday.	87
Figura 6.14.- Galvanómetro.....	87
Figura 6.15.- Cojinete de deslizamiento.	90



Figura 6.16.- Cojinete de rodamiento	90
Figura 7.1.- Gráfica PVV vs PVR (unidades del sistema inglés) (Wuotto 2008)..	95
Figura 7.2.- Disposición de tanques de almacenamiento de un ejemplo típico de un FPSO (PEMEX 2005).....	102
Figura 8.1.- Esquema de una mezcladora discontinua en seco	107
Figura 8.2.- Esquema de un mezclador de cintas (Ribbbon mixer).....	107
Figura 8.3.- Esquema de un mezclador intensivo tipo Banbury	108
Figura 8.4.- Esquema de una calandra; formación de una banda en uno de los rodillos	109
Figura 8.5.- Esquema interno de un mezclador estático tipo Kenic.....	109
Figura 8.6.- Principio de operación de un mezclador estático	110
Figura 8.7.- Esquema de un JetMix (Manual de Cameron).....	117
Figura 8.8.- Accesorios para ajuste de calidad (Manual de Cameron).....	118
Figura 9.1.- Esquema del sistema de amarre en tándem.....	121
Figura 9.2.- Esquema de la manguera flotante de descarga de crudo	122
Figura 9.3.- Esquema del amarre del FPSO y el buque tanque en el tándem y la manguera de transferencia de aceite	124
Figura 9.4.- Clasificación y tipos de bombas	127
Figura 9.5.- Diagrama de bomba rotatoria de engranajes	128
Figura 9.6.- Diagrama de una Bomba rotatoria de aspas deslizantes.....	129
Figura 9.7.- Esquema de una bomba de cavidades progresivas.....	129
Figura 9.8.- Esquema de una bomba con dos lóbulos	130
Figura 9.9.- Esquema de una bomba de pistón-émbolo.....	131
Figura 9.10.- Esquema de una bomba de diafragma	131
Figura 9.11.- Esquema típico de un difusor de voluta	133
Figura 9.12.- Esquema de difusor de turbina	134
Figura 9.13.- Esquema de operación de una bomba centrífuga.....	134
Figura 9.14.- Esquema típico del equipo de bombeo centrífugo	135



Figura 9.15.- Esquema de una bomba centrífuga horizontal multietapa (seis etapas)	136
Figura 10.1.- Fotografía de un Quemador de gas	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1.- Tipos de solventes de acuerdo a las concentraciones de gas ácido de entrada y de salida.	63
Tabla 7.1.- Capacidad de almacenamiento, ejemplo FPSO YÚUM K'AK'NÁAB (PEMEX, 2005).	101
Tabla 8-1.- Tipos de crudo según su densidad y grados API (IMP, 2011).	105

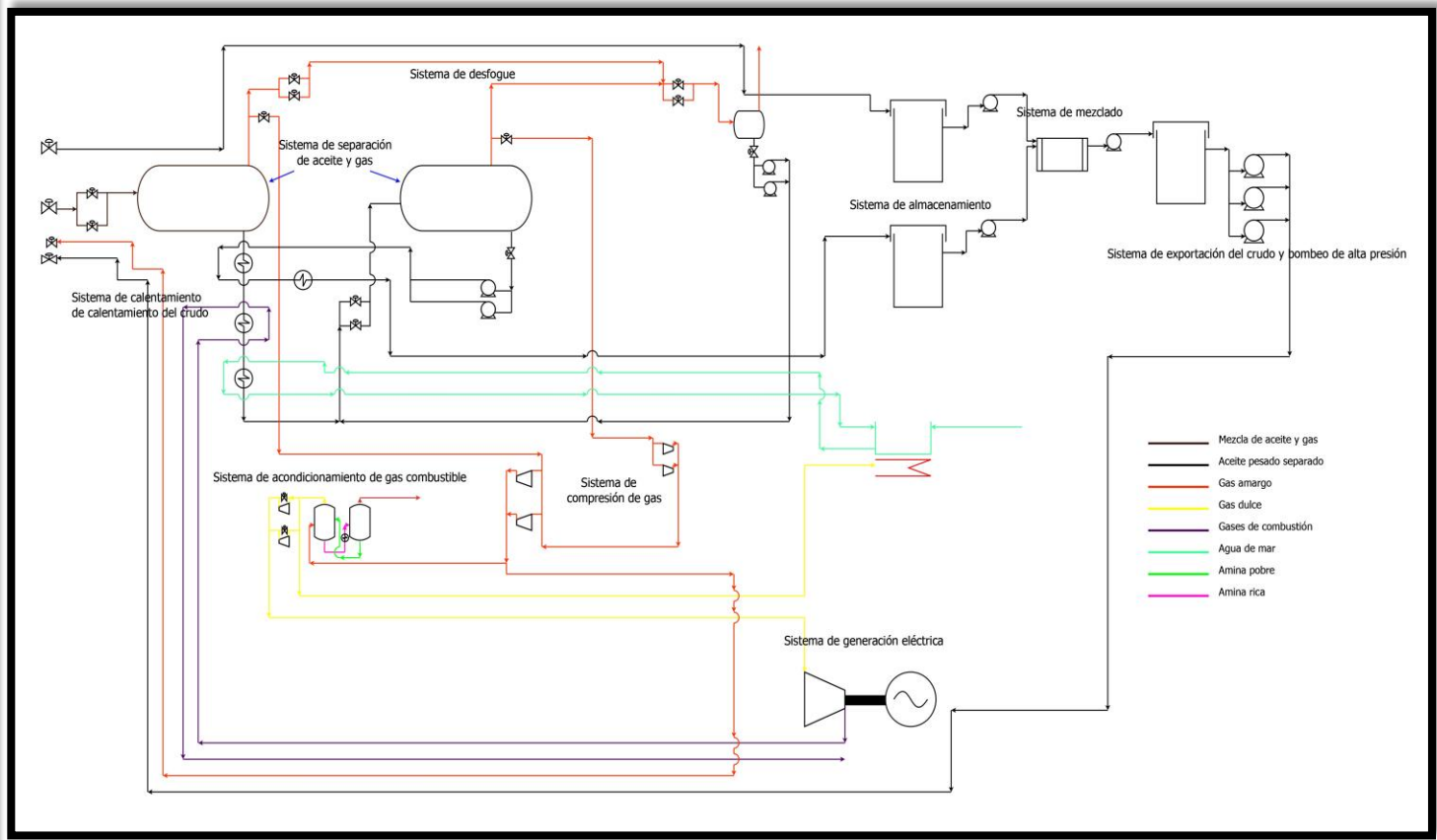


Figura 1.- Diagrama de planta de un Sistema Flotante de Producción (Elaboración propia)



En la figura 1, se muestra el diagrama general de los procesos que se llevan a cabo en el FPSO, El circuito comienza con la llegada de la mezcla de hidrocarburos provenientes del PLEM (línea café) y pasan a través de la primera etapa de separación, donde se separan las fases líquida y gaseosa. La parte líquida (línea negra) pasa por una serie de intercambiadores de calor antes de entrar a la segunda etapa de separación. Una vez estabilizado el aceite, se envía temporalmente a tanques de almacenamiento de crudo pesado esperando ser succionado por el sistema de mezclado.

El gas obtenido de las etapas de separación (línea naranja) se envía al sistema de compresión de alta (HP), y de baja (LP), según corresponda. Parte del gas comprimido pasa al sistema de acondicionamiento (endulzamiento) para salir como gas dulce (línea amarilla) y que pueda ser utilizado en el sistema de generación de energía eléctrica; el resto del gas es reenviado hacia el PLEM para su transporte por gasoductos hacia tierra. Una mínima cantidad de gas es ventilado hacia la atmosfera por medio del sistema de desfogue terminando en el quemador.

El sistema de mezclado succiona aceite de los tanques de crudo pesado y ligero y los mezcla para depositarlos nuevamente en tanques destinados a la mezcla de aceites.

Una vez que hay disponible un buque tanque para descargar la mezcla, un cabezal de recolección succiona la mezcla intermedia y por medio de bombas lo exporta hacia otra embarcación. En caso de ser requerido, dicha mezcla pasa a un sistema de bombeo de alta presión para ser transportado hasta el PLEM para su redistribución.



Capítulo 1

Descripción general de los sistemas que conforman un barco de proceso

En este capítulo se describe en forma general el sistema flotante de producción, procesamiento, almacenamiento y descarga de hidrocarburos; mejor conocido como FPSO por sus siglas en inglés (Floating Production, Storage and Offloading).

1.1 Partes de los buques

- Aleta: Parte trasera del costado de un buque (aleta babor y aleta estribor).
- Amura: Parte de los costados de un buque donde éste se estrecha para formar la proa.
- Costado: Lado derecho e izquierdo del casco de un buque.
- Quilla: Principal pieza estructural del barco, va de proa a popa en la parte inferior y en su medianía. Se asimila a una columna vertebral, a partir de la cual salen piezas importantes que refuerzan el casco.
- Eslora: Longitud de un barco.

(García Roberto, 2012)

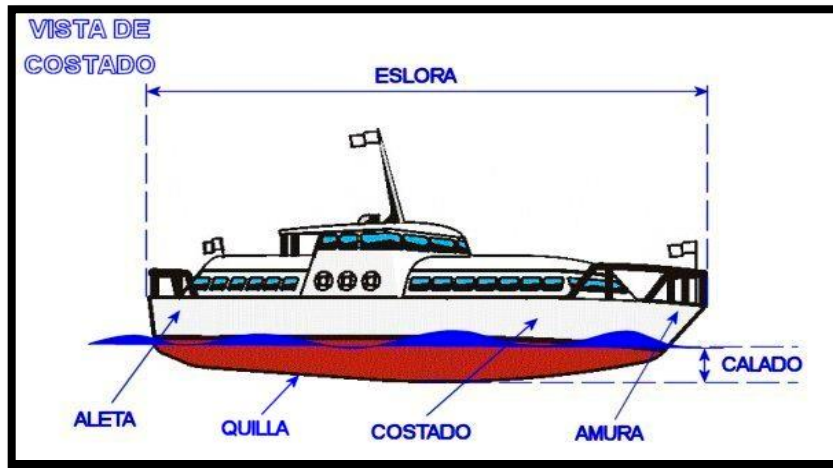


Figura 1.1.- Esquema de las partes externas de un buque (García Roberto 2012)

1.2 Estructura del buque

Estructura externa del buque

- Popa: Parte posterior de las naves.
- Proa: Parte delantera de la nave, con la cual corta las aguas.
- Babor: Lado izquierdo de la embarcación, mirando de popa a proa.
- Estribor: Costado derecho del navío mirando de popa a proa.



Figura 1.2.- Esquema de las partes externas de un buque (García Roberto 2012)

Estructura transversal

- Manga: Anchura de un buque medida en la sección transversal de área máxima o cuaderna maestra.
- Puntal: Es la altura del buque o distancia vertical desde la cara inferior del barco en su intersección con su quilla y la línea de cubierta principal.
- Calado: Profundidad que alcanza en el agua la parte sumergida de un barco.

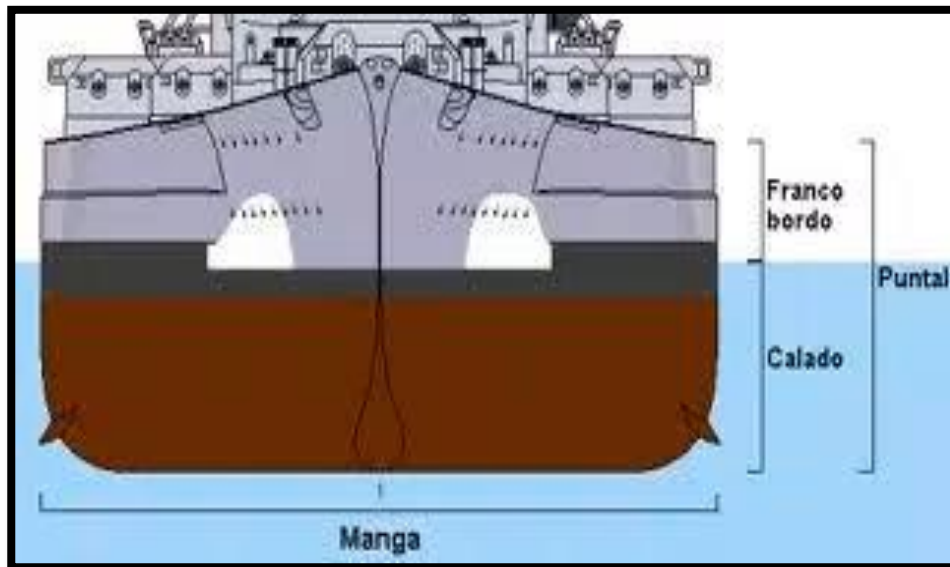


Figura 1.3.- Esquema de la estructura transversal de un buque (García Roberto 2012)

Estructura interna

- Cuadernas: Piezas curvas que salen de la quilla y van por los costados (por dentro del forro) hasta la borda y hasta la cubierta. En sentido figurado son las costillas del esqueleto de un barco.
- Borda o Regala: Parte superior de los costados de un barco. Antiguamente se llamaba tapa de regala a una pieza colocada sobre la borda para reforzarla.

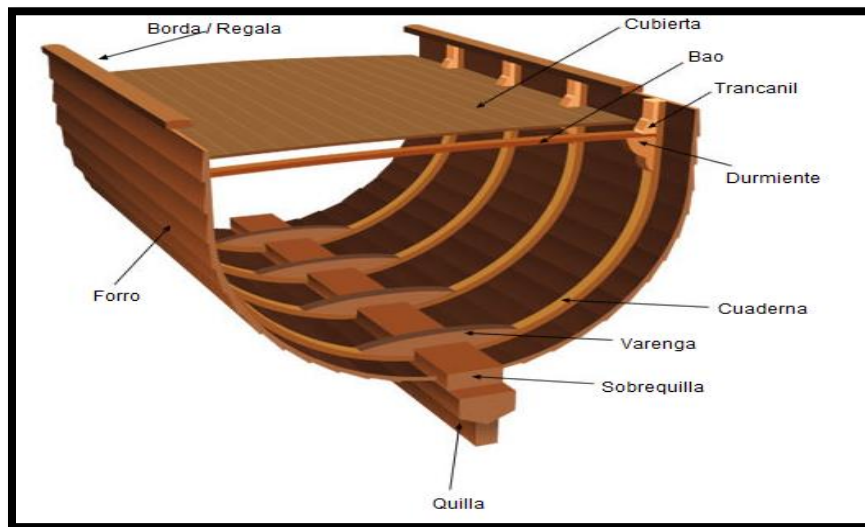


Figura 1.4.- Estructura interna de un buque

- Roda: Prolongación de la quilla hacia proa.
- Codaste: Prolongación de la quilla hacia popa. Si el barco lleva dos hélices sólo hay un codaste; pero si lleva una, tenemos el codaste proel y el codaste popel, que coincide con el eje del timón.

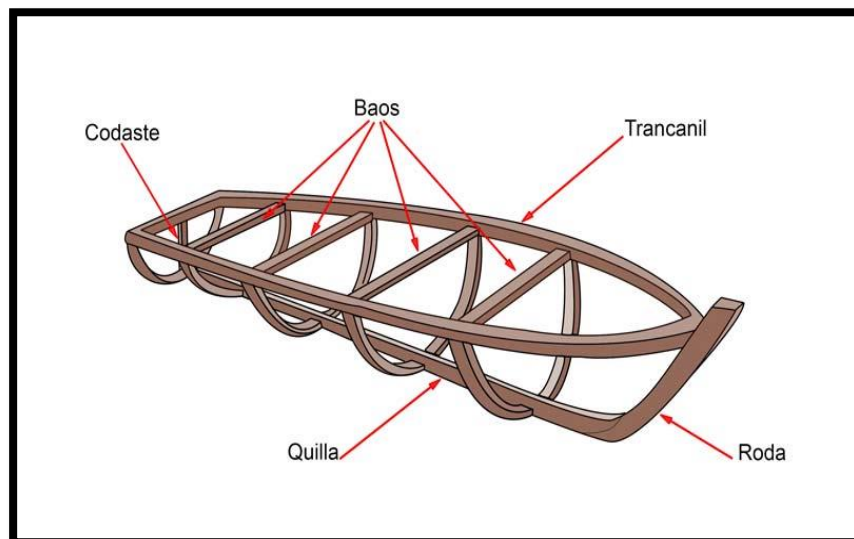


Figura 1.5.- Estructura interna de un buque

1.3 Generalidades de un Barco de Proceso, FPSO

Los buques petroleros son de gran tamaño, destinados al transporte de crudo desde las plataformas offshore, desde otros buques como los FPSO, o desde puertos de países productores hasta las refinerías. La construcción de estos, traen enormes ventajas desde el punto de vista logístico, pero en caso de presentarse un siniestro, las consecuencias podrían ser catastróficas debido al enorme volumen de carga que almacenan.



Figura 1.6.- FPSO El girasol ubicado en Angola, procesa más de 200,000 bpd

Similar en estructura a los buque tanques, los FPSO son grandes buques, que además de almacenar aceite, también lo procesan. De tal forma que esté listo para exportar y ser descargado a un buque tanque.

Estas unidades flotantes son utilizadas en los campos de producción de hidrocarburos costa afuera, por lo regular, cuando no es posible la conexión a las instalaciones de tierra con una línea de ductos. En ella no sólo se procesan los hidrocarburos producidos, sino que, también se almacenan por un tiempo



determinado, hasta que una embarcación de transbordo hace el descargue para llevarlo a tierra.

Estas embarcaciones empezaron a utilizarse por la necesidad de explotar hidrocarburos en aguas profundas y para su construcción se aprovechaban buques petroleros, que al término de su vida útil cedían sus cascos desarmados para la construcción de las unidades flotantes de producción; así no solo se reducía el costo de la construcción de la nueva plataforma sino que también se construía más rápido.

Los FPSO son de gran utilidad en yacimientos en etapas tempranas de producción, donde no exista infraestructura para su explotación.

Una de las ventajas de los FPSO, es su sistema de anclaje centrado en un punto que permite posicionarse en la dirección en la que las condiciones meteorológicas sean favorables. Esto tiene importancia capital en muchos campos petrolíferos, situados en zonas de frecuentes vientos como el Golfo de México.

1.4 Grados de libertad de movimiento

Las plataformas flotantes, como el resto de los buques, incluyendo los FPSO, poseen inicialmente seis diferentes grados de libertad de movimiento: tres de traslación en dirección de los ejes X,Y y Z, llamados respectivamente, avance (*surge*), deriva lateral (*sway*), y arfada o elevación (*heave*); y tres movimientos de rotación alrededor de cada uno de los ejes, denominados cabeceo (*pitch*), balanceo (*roll*), y guiñada (*yaw*).

Bajo este criterio, las plataformas flotantes pueden ser clasificadas como unidades con flotación neutra y unidades con flotación positiva. Las de flotación neutra son aquellas que vibran en los seis grados de libertad y entre ellas se encuentran los FPSO, las plataformas semi-sumergibles y las spar. A diferencia de

las unidades de flotación neutra, las de flotación positiva como las TLP (Tension Leg Platform) usan tensores que restringen los grados de libertad de alfada, cabeceo y balanceo.

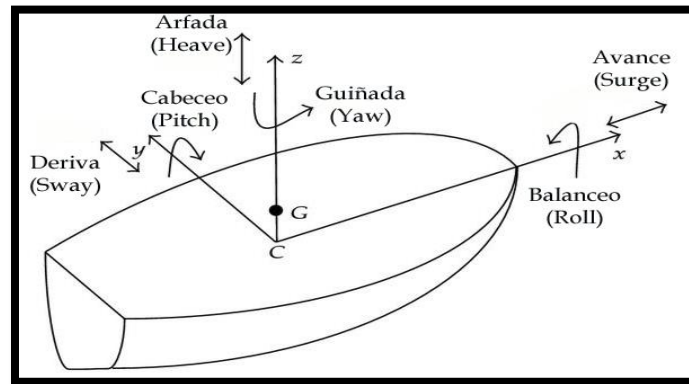


Figura 1.7.- Esquema de los seis grados de libertad de una estructura flotante

1.5 Sistema de anclaje

Los FPSO tienen un sistema de punto único, en donde se conectan todas las líneas en un solo punto; a este anclaje se le conoce como anclaje tipo torreta y se utiliza principalmente en zonas con condiciones climatológicas adversas. Se utilizan líneas de anclaje múltiples que se agrupan en una plataforma giratoria construida en el propio barco; así la estructura puede girar de modo libre en torno a la torreta, con el objetivo de buscar la orientación adecuada a las condiciones climatológicas del momento.

Se denomina sistema de torreta, al sistema multifuncional específico de los FPSO. La torreta reúne en un solo elemento lo que en otros tipos de plataformas constituyen elementos separados con funciones diferentes. Una torreta incluye los elementos del sistema de fondeo así como el equipamiento necesario para la instalación de líneas de amarre, y el sistema de transferencia de fluido, incluyendo los ductos de ascenso del crudo (*risers*). La torreta también puede servir como

medio para suministrar energía eléctrica a las instalaciones submarinas; es decir, que la torreta también es el punto desconexión entre el buque y toda actividad desarrollada en el fondo marino.

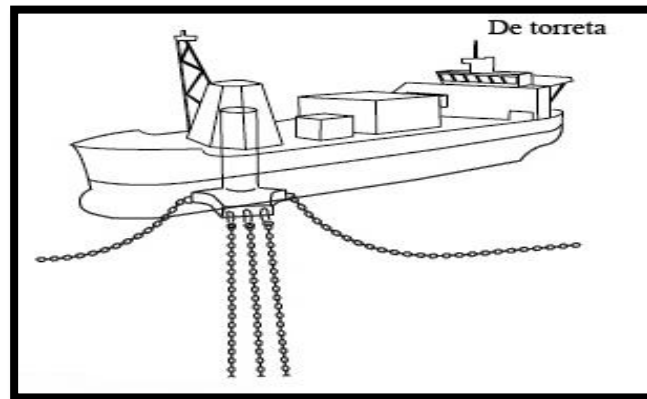


Figura 1.8.- Esquema del sistema de anclaje tipo catenaria con torreta (universidad Politécnica de Madrid)

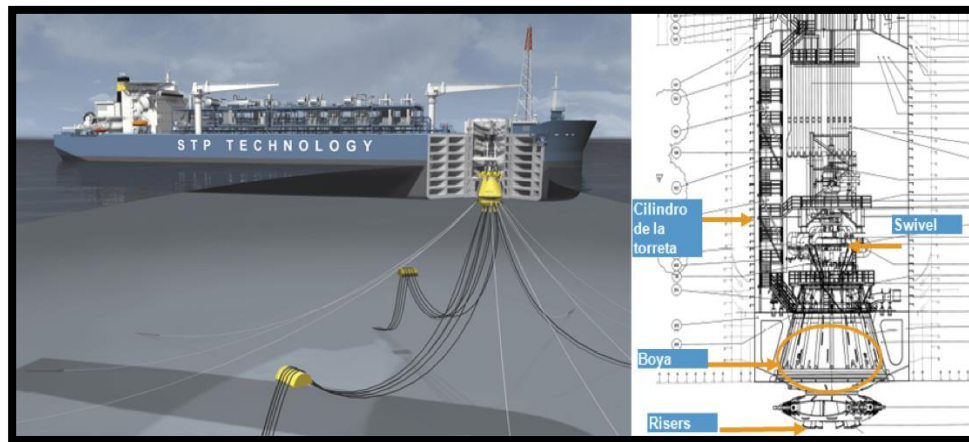


Figura 1.9.- Esquema del sistema de anclaje con torreta y risers de producción

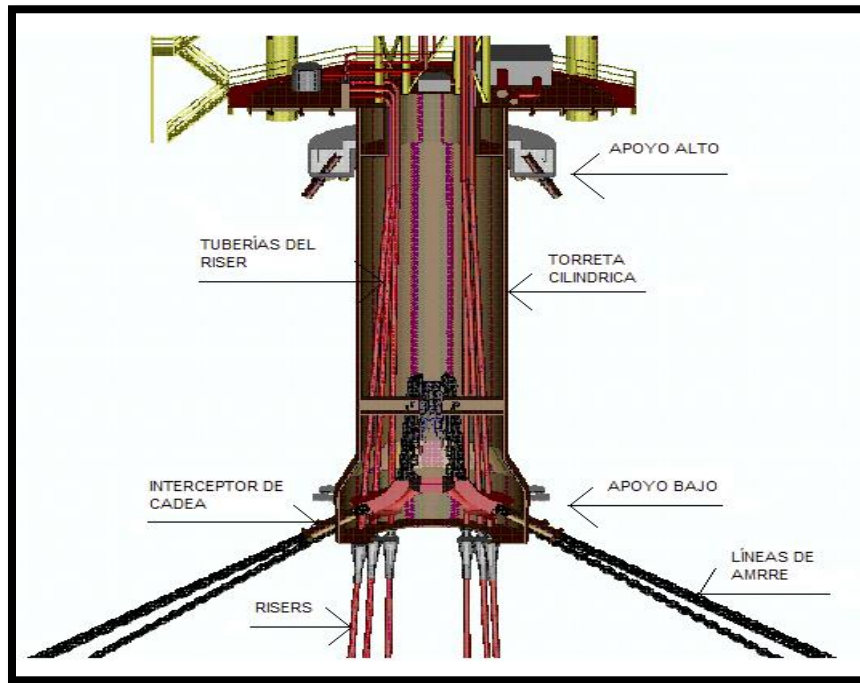


Figura 1.10.- Esquema de las partes de una torreta

Este sistema de amarre con torreta permite la rotación del buque alrededor de esta, lo que deja que el FPSO este en pro del viento, presentando menos resistencia a las condiciones medioambientales y disminuyendo la carga impuesta a los sistemas de amarre o de transferencia de crudo.

Las torretas pueden ser internas o externas, dependiendo de si el acoplamiento con el buque se hace en la mitad del casco o fuera de él; sin embargo por lo general se utilizan torretas internas debido a que son mejores en los casos en el que el tirante de agua es grande y las condiciones climatológicas son extremas. Estas van acopladas en el casco del buque y tanto los sistemas de amarre como los risers se localizan a nivel del mar. Este tipo de torreta facilita que se instalen más risers, ya que permite una mejor dispersión y separación de estos con las líneas de amarre.

Los sistemas de fondeo fijo en estos buques son de anclaje por torreta interna o externa. En el sistema de torreta se suele anclar mediante un sistema disperso con un patrón de tres haces con cuatro amarras.

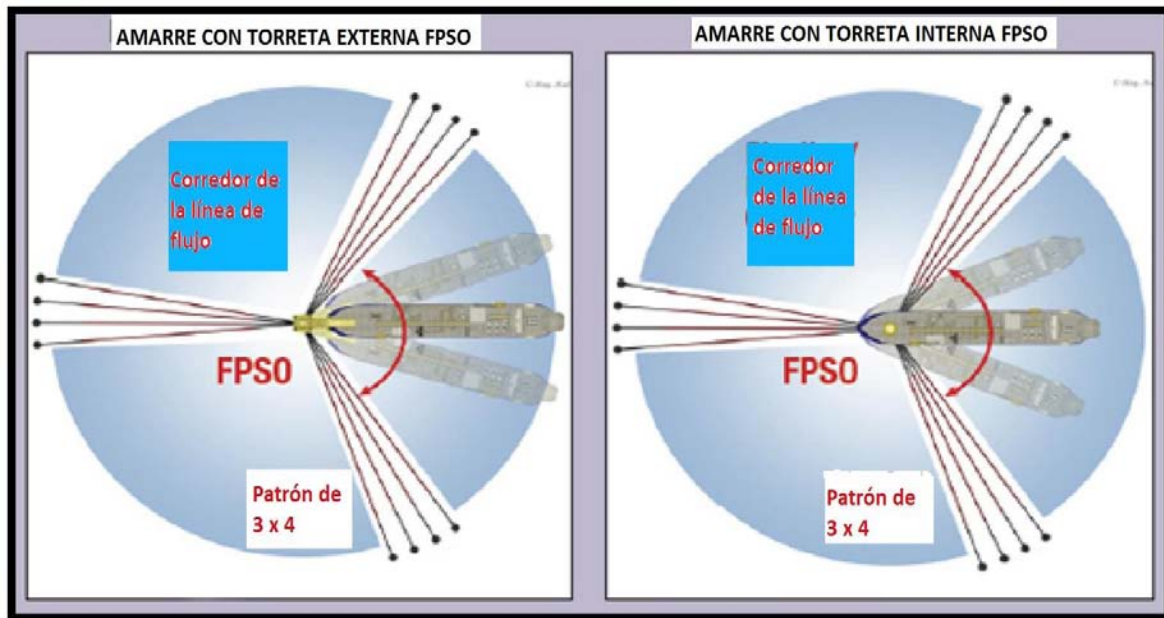


Figura 1.11.- Esquema de amarre con torreta externa y con torreta interna

Dicha torreta puede ser permanente o desconectable. La elección de una u otra depende de las condiciones meteorológicas a las que vaya estar expuesta la plataforma. Por ejemplo, en los FPSO del Mar del Norte suelen fondearse con torreta permanente ya que las condiciones climatológicas no suelen ser adversas.

1.6 Posicionamiento Dinámico

Los FPSO de última generación cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico. Estos sistemas permiten que una embarcación mantenga una determinada posición o dirección, utilizando sus propios propulsores, midiendo de manera permanente y comparando su posición con respecto a la posición de referencia.



El sistema de posicionamiento dinámico (*Dynamics Position* o DP), es un sistema controlado por computadora para mantener automáticamente el buque en su posición y rumbo, utilizando sus propios propulsores y hélices. Un sistema DP es un sistema completo que incluye puestos de mando, sensores de referencia de posición, girocompás y una gama de diferentes sensores que dan información al operador acerca de la situación del buque y las fuerzas que influyen en su dirección. Lo más importante de estos sistemas DP es su controlador, que recibe los datos de una gran variedad de fuentes y genera comandos de propulsión con los que controla y maniobra el buque. Para esto existe un punto de referencia o SetPoint, que es una posición geográfica y un rumbo. La medida de posición y rumbo es continuamente enviada al controlador, obteniendo la desviación o diferencia con el valor de referencia y dando este las órdenes necesarias al sistema de propulsión para reducir este error; esto permite realizar operaciones en zonas donde no se puede fondear, bien porque haya gran profundidad o por que el lecho marino este congestionado de tuberías y cables.

Cabe señalar que la mayoría de los barcos FPSO emplea un sistema de fondeo fijo (anclaje por torreta). Pero en los últimos años se ha hecho cada vez más frecuente la aparición de FPSO con sistemas de posicionamiento dinámico.



Figura 1.12.- FPSO con posicionamiento dinámico. Moho-Bilondo FPU ubicado en República del Congo

1.7 Cuarto de Control Central (Central Control Room, CCR)

Es el cuarto de control principal para las operaciones de proceso y las operaciones marinas. El cuarto es considerado un espacio de control, por lo que está provisto con aislamiento y protección contra incendios.

El CCR contiene lo siguiente:

- Estación operativa del proceso
- Estación operativa marina

Estación de operativa del proceso

La estación de operación de proceso deberá encargarse de todas las funciones de control y monitoreo que se requieran para la planta de proceso.



La estación de operación de proceso se encarga de monitorear y controlar los siguientes sistemas:

- Alarmas de la unión giratoria y de la Torreta
- Sistema de separación de Crudo/Gas Amargo
- Sistema de inyección de químicos
- Sistema de compresión de gas
- Sistema de separación de Gas combustible (Endulzamiento)
- Sistema de desfogue
- Sistemas de drenajes (abiertos o cerrados), y la planta de tratamiento de agua aceitosa (en caso de ser aplicable)
- Sistema de mezclado de Crudo
- Todos los medidores de flujo y presión en línea, los medidores de sedimento, agua y las alarmas asociadas
- Sistema principal de generación de energía eléctrica
- Sistema de calentamiento de tanques
- Computadores de medición fiscal
- Parámetros de Gas Amargo (de exportación)
- Sistema de intercomunicación y voice
- Alarmas y paros de proceso

Estación operativa marina

Por su parte la estación operativa marina dirige todas las funciones de control y monitoreo requeridas para la operación del FPSO. La estación operativa marina monitorea y controla lo siguiente:

- Los niveles y alarmas de nivel de los tanques de carga, de lastre y de residuos.
- La operación de la planta de gas inerte

- Los sistemas de distribución de carga y lastre, las bombas y las válvulas
- El sistema de descarga en Tándem (el tándem dentro de los FPSO, es la parte popa en donde se realiza la descarga)
- Computadora de carga
- Radar

1.8 PLEM

Con el fin de conectar las tuberías en un mismo paquete y de eliminar la necesidad de agregar risers se utiliza un colector submarino conocido como PLEM.

El PLEM por si siglas en ingles *Pipe Line End Manifold* (Terminación de ducto con cabezal de recolección).es un cabezal de recolección que se encuentra anclado en el lecho marino en donde convergen varias líneas desde diferentes puntos. Dichas líneas submarinas son utilizadas para transporte de mezcla aceite-gas-agua desde pozos marinos, colectores, instalaciones de proceso costa afuera, boyas, así como pozos de reinyección de agua y gas dentro del yacimiento.

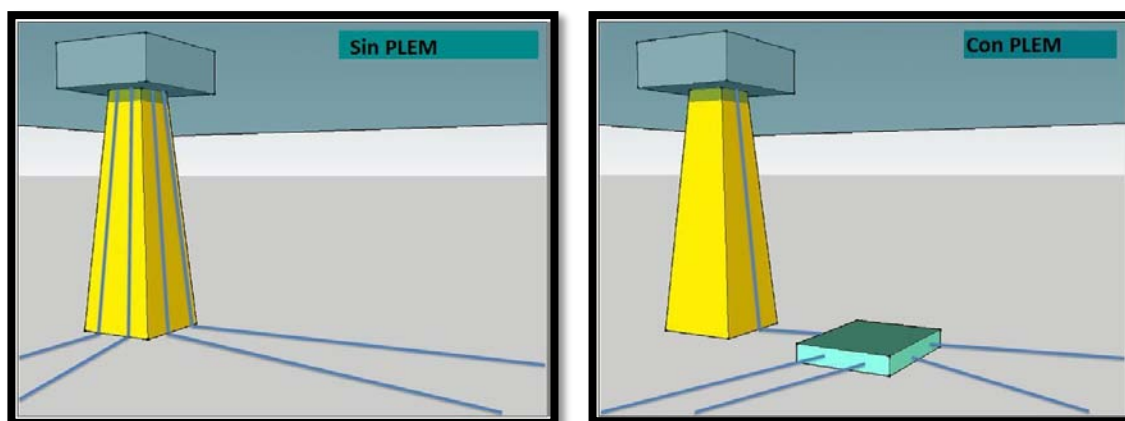


Figura 1.13.- Esquema de risers sin uso de PLEM y esquema con uso de PLEM

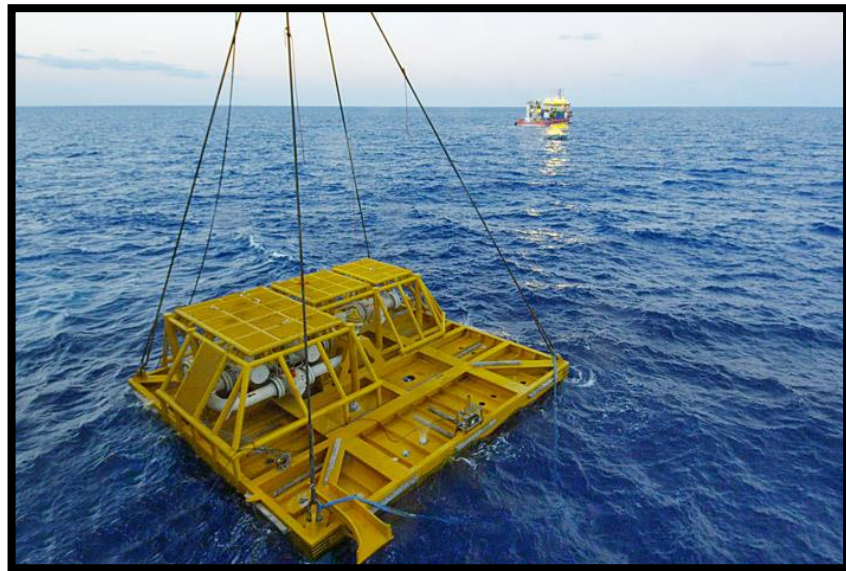


Figura 1.14.- Fotografía de PLEM antes de su instalación en el lecho marino

Capítulo 2

Sistema de separación

Los fluidos en la cabeza del pozo son una mezcla de compuestos orgánicos constituidos principalmente por moléculas de carbono e hidrogeno, donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y otras características físicas y químicas. Estos fluidos pueden estar presentes dentro del yacimiento en una o dos fases (líquida y/o gaseosa) a la presión y temperatura de confinamiento; cuando se encuentran en una sola fase y se le somete a cambios de presión y temperatura, el fluido sufre alteraciones fisicoquímicas, lo que genera la liberación de gas dentro del líquido, con lo cual se requiere de la separación física de estas dos fases, siendo esta operación una de las más básicas en el proceso de producción y tratamiento del aceite y gas (Nolasco y Garaicochea, 1978).

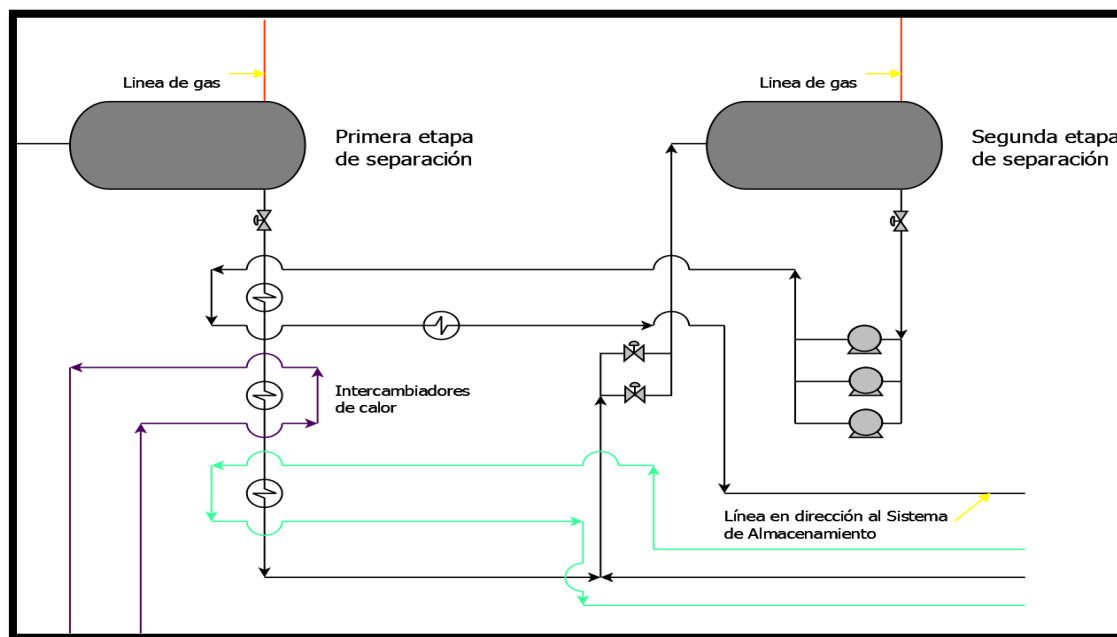


Figura 2.1.- Diagrama de planta de un sistema de separación. (Elaborado con software Dia)



2.1 Objetivo de la separación

Es conveniente realizar la separación de las fases gaseosas de las líquidas de los fluidos producidos por los pozos a causa de razones técnicas y económicas,

- Cuando el gas es transportado para ser tratado, es conveniente eliminar la mayor cantidad de líquido; ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión en los equipos de transporte y compresión, reducción en la capacidad de transporte de las líneas y aumento en las caídas de presión
- La venta de los hidrocarburos como materia prima se efectúa en corrientes separadas.

Los hidrocarburos necesitan tener ciertas características para su manejo y venta, por lo que es necesario estabilizarlos. Se considera que el aceite es estabilizado cuando no contiene gas disuelto; de la misma manera un gas estabilizado no debe contener partículas de líquidos. Independientemente de que el sistema de separación se efectuó en una o varias etapas, las presiones de separación de cada una de ellas deben ser óptimas para lograr los fines mencionados.

2.2 Equipos de estabilización de hidrocarburos

La composición de la mezcla de hidrocarburos y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran en el yacimiento, son los elementos requeridos para saber si un yacimiento es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado, de gas húmedo o de gas seco. De acuerdo con el tipo de yacimiento se establecerá la configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos.

En la industria petrolera, entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia, están los siguientes:



Separadores

Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos (José Ángel Gómez, 1987)

Depuradores

Su función básica es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla gaseosa. Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en las corrientes de gas, ya que éstas no son eliminadas en su totalidad por un separador. Dentro de esta clasificación, están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de las pequeñas gotas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas (José Ángel Gómez, 1987)

Eliminadores

Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión (José Ángel Gómez, 1987)

2.3 Descripción y Clasificación del equipo de Separación (Separadores)

Dada la gran variedad de separadores que en la actualidad se utilizan en la industria petrolera, sólo se presentan las clasificaciones más comunes para facilitar su identificación:

Por su forma o diseño

- **Verticales:** Es preferible el uso de estos separadores para manejar flujos de pozos con alto contenido de sólidos; además el control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se emplea un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.



- Horizontales: Tienen la capacidad de manejar grandes volúmenes de fluidos; son más económicos y la superficie de separación gas-líquido es mayor, lo que hace más eficiente la separación.
- Esféricos: Estos separadores son ocasionalmente usados para altas presiones donde el tamaño compacto es deseado y los volúmenes de líquido son pequeños.

Por las fases a separar

- Bifásicos: Son los equipos que tratan la separación de aceite y gas
 - Verticales
 - Horizontales
 - Esféricos
- Trifásicos o tratadores: Son aquellos equipos que tienen la capacidad de separar aceite, agua y gas
 - Verticales
 - Horizontales

Por rango de operación

Normalmente cuando se separa por etapas, se inicia con presiones altas y las siguientes se van graduando a presiones menores buscando cumplir los objetivos deseados. Los separadores de cada etapa también se identifican como:

- Alta presión
- Presión intermedia
- Baja presión

(Villalobos Ángel, 2011)



Por su función

En el proceso de producción se requieren conocer las aportaciones individuales de los pozos, así como del total que fluye a la batería, lo que hace necesario que haya separadores para pozos que deben ser medidos individualmente y otros por grupo. Se clasifican como:

- De medición
- De producción general o de grupo

(Villalobos Ángel, 2011)

2.4 Factores a considerar en el proceso de separación

- Tiempo de residencia
- Propiedades de los fluidos
- Presión y temperatura de operación
- Tamaño de las partículas de líquido
- Velocidad del gas
- Tendencia del aceite a formar espuma
- Nivel del líquido dentro del equipo
- Número de etapas separación
- Diseño y arreglo de partes internas del equipo

(UNAM, 2014)

2.5 Secciones internas de un separador

Cuando se lleva a cabo la separación de las fases, los hidrocarburos son dirigidos a través de las secciones internas del separador. A continuación se enlistaran las secciones fundamentales y su principio de operación:

Sección de separación primaria

Comprende desde la entrada de los fluidos hasta la parte media del separador. Es la parte en donde se presenta el mayor porcentaje de separación del gas (UNAM, 2014).

- Se aprovecha la separación mecánica. Que es la expansión brusca o mejor conocida como separación flash, que ocurre al ampliarse en gran medida el área de flujo.

- Por golpe o choque.

Al entrar el chorro de la mezcla al recipiente choca con una placa, provocando así la separación de las moléculas de gas y líquido. De acuerdo a su geometría existen 3 tipos principales de secciones de separación, que se muestran en la Figura 2.2.

- Tipo plato (a)
- Tipo placa (b)
- Tipo ciclón (c)

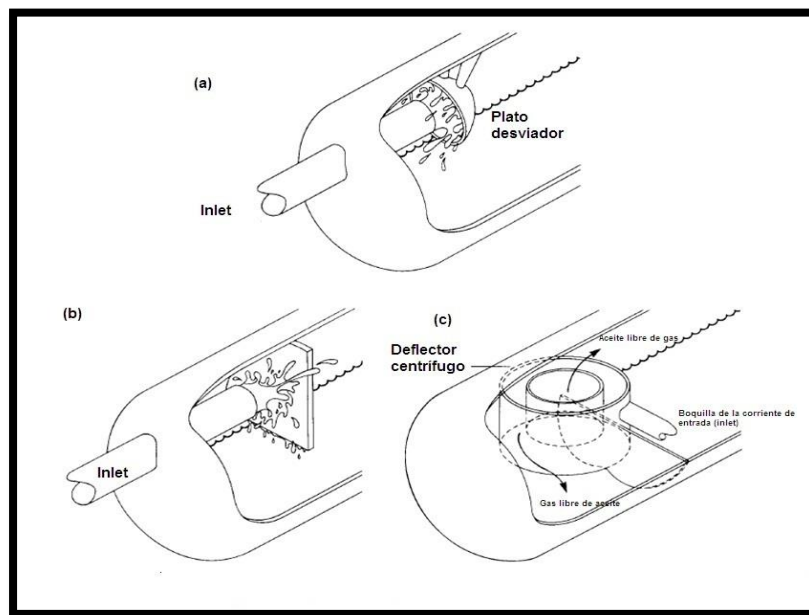


Figura 2.2.- Secciones de separación primaria (UNAM, 2014)



En cualquiera de los tres efectos los gases por su densidad fluyen hacia la parte superior del recipiente y los líquidos se acumulan en el fondo.

Sección de separación secundaria

La corriente de gas separada viaja hacia la parte superior a baja velocidad para evitar la turbulencia y arrastrar consigo las partículas aisladas de líquidos. Dependiendo de la velocidad del gas se logra el fenómeno de la coalescencia, donde las gotas menores a 50 micras siguen su viaje hacia la parte superior (Villalobos Ángel, 2011)

Sección de almacenamiento de líquido

Es el depósito que se encuentra en la parte inferior del recipiente, donde se acumulan de forma temporal los líquidos ya libres de gases. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se puedan presentar en una operación normal. Además debe contar con un controlador, un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga; instrumentos con los que se controla el nivel de líquido en el separador.

La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en la parte inferior del separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Sección de extracción de niebla

Se ubica en la parte superior, en el domo del separador, antes de la salida del gas. Es un dispositivo compuesto por celdillas, placas o ciclones, etcétera, capaces de captar las partículas de líquidos (gotas) menores de 50 micras que se presentan en forma de neblina y que se adhieren a las placas de las celdas, donde resbalan y por efectos de coalescencia forman gotas mayores, que caen por gravedad y se drenan a través de un tubo hacia la sección de acumulación de líquidos (Villalobos Ángel, 2011).



Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración. Los extractores de niebla más empleados son los del tipo impacto, que a su vez pueden ser de veletas, de alambre entretejido y los ciclónicos.

- Extractores de niebla tipo veleta: Consisten de placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada una de estas placas cuenta con varias bolsas para retener el líquido.

Cuando el gas pasa a través del extractor cambia de dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gotas de líquido se muevan hacia el exterior, donde son retenidas por las bolsas colectoras.

La eficiencia de un extractor de niebla de este tipo, aumenta al colocar las placas de metal más juntas o al instalar más bolsas para retener el líquido, pero obviamente también se incrementa la caída de presión a través del extractor.

- Extractores de niebla de malla de alambre entretejido: Este tipo de extractores aunque se emplea poco, ha dado resultados favorables y es de bajo costo; consiste básicamente de un cojinete de malla de alambre que tiene aberturas asimétricas y desalineadas. El mecanismo de separación de líquido es el choque, aunque también hay acción centrífuga.

- Extractores de niebla tipo ciclónico: Este tipo de extractores, consisten en un conjunto de pares de tubos concéntricos, montados en un recipiente. El número de tubos concéntricos depende del gasto de gas que se va a manejar.

Los tubos concéntricos están provistos de entradas tangenciales para el gas. La parte inferior de estos tubos es cónica y tienen descargas para las partículas de líquido separadas.

El gas entra tangencialmente al espacio anular entre los tubos, moviéndose en espiral; las partículas de líquido en la corriente de gas son conducidas

por la fuerza centrífuga, hacia las paredes del tubo en donde se recolectan y arrastran hacia el fondo del recipiente, estas partículas se descargan a través de la salida localizada en el fondo de los tubos; mientras que el gas libre de impurezas, sale a través del tubo interior.

2.6 Recorrido de los hidrocarburos dentro de un separador

El recorrido que siguen los hidrocarburos dentro de un separador se describe a continuación para los distintos tipos de separadores: vertical, horizontal y esférica.

Separadores Verticales

La corriente del pozo entra por la parte superior del separador, a través de una entrada (inlet) instalada en alrededor $2/3$ de la altura total del separador. La entrada puede ser radial o tangencial, (cualquier tipo de separador puede presentar cualquiera de los 2 tipos de entrada) (a) y (b) respectivamente (A. P. Szilas, 1975).

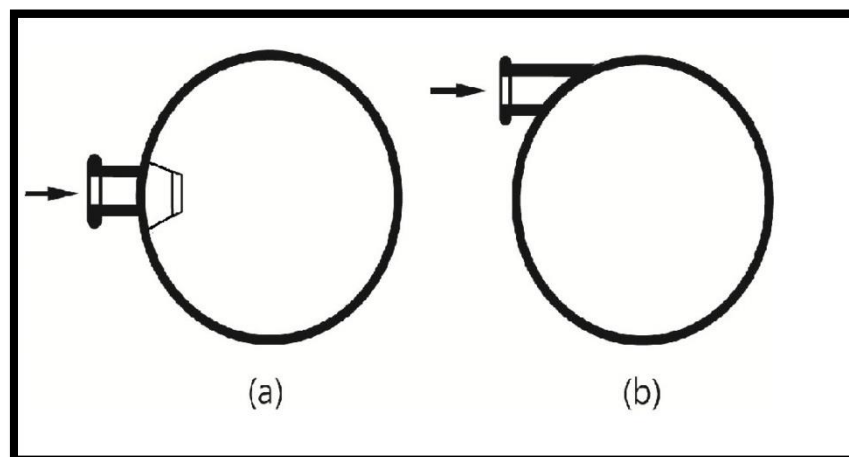


Figura 2.3.- Tipos de entrada

La corriente del pozo entra al separador (2) a través de la entrada (1). La descarga del líquido es controlada por una válvula mecánica (5) operada por un flotador (3)

a través de un piloto neumático (4). Controlando la flotación está la protección flotante (6). La niebla suspendida en el gas es extraída por el extractor de niebla (7) y por efecto de gravedad las gotas de líquido vuelven dentro del separador. La presión del separador es controlada por un regulador (9), instalado en la salida del gas (8). Los líquidos y sólidos depositados en la parte baja del separador pueden ser removidos a través del drene (10). La protección para sobrepresiones se lleva a cabo por la válvula de alivio (11). La seguridad de alivio es garantizada por 2 dispositivos; (i) una válvula de alivio (11), y (ii) un disco de ruptura de seguridad de la cabeza (12). Cada separador es equipado con una mira de cristal (13). La presión en la salida del gas es medida por un indicador de presión (14), la presión de abajo del extractor de niebla es medida por un indicador de presión (15) instalado en la línea de accionamiento del gas (A. P. Szilas, 1975).

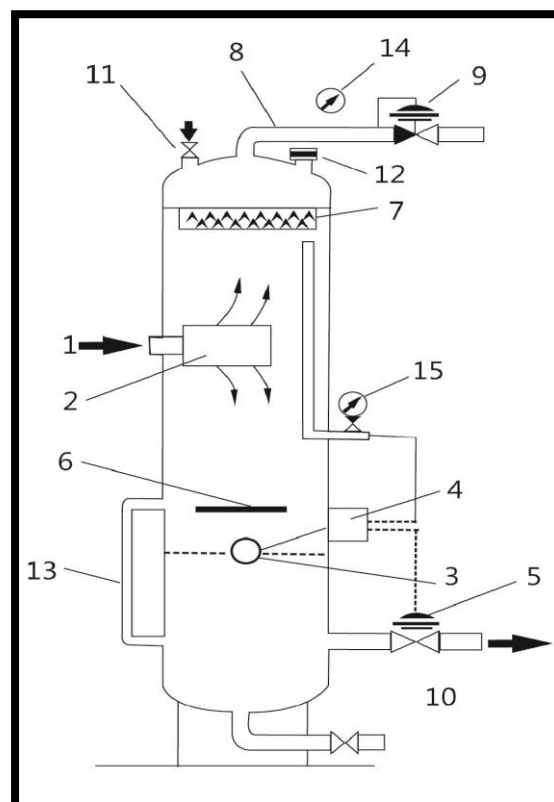


Figura 2.4.- Separador vertical (A. P. Szilas, 1975)

Separadores Horizontales

- Separador horizontal de un barril: La corriente del pozo entra al recipiente a través de la entrada (1), para ser afectada tangencialmente sobre la pared del recipiente.

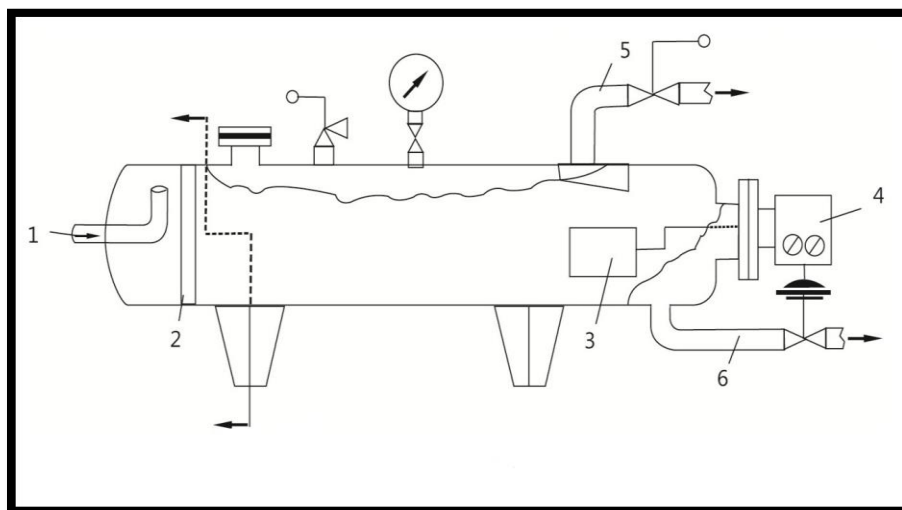


Figura 2.5.- Separador horizontal de un barril (A. P. Szilas, 1975)

La separación de aceite y gas es provista por las placas bafles (baffle plates) (2). El nivel de líquido es controlado por un flotador (3) al igual que la válvula de descarga (4). El gas es descargado a través de la salida (5) y el líquido a través de la salida (6). La regulación de presión, el sistema de seguridad y otros equipos son los mismos que los del separador vertical (A. P. Szilas, 1975).

- Separador Horizontal de dos barriles: La corriente del pozo entra al recipiente a través de la entrada (1) y un conjunto de placas (2). Parte del fluido fluye a través del primer conducto vertical (8) hacia el tubo de abajo (3). La niebla suspendida en el gas, fluye rumbo a placas perforadas (4), esto fomenta la coalescencia de las partículas de niebla; así la fase líquida fluye hacia abajo por el segundo conducto vertical (8) hasta el tubo de abajo (3), en donde ésta (fase líquida) es descargada a la salida a través de la

válvula diafragma de motor (6) controlada por un flotador operado por un regulador neumático (5). Finalmente el gas es descargado a través de la salida (7) (A. P. Szilas, 1975).

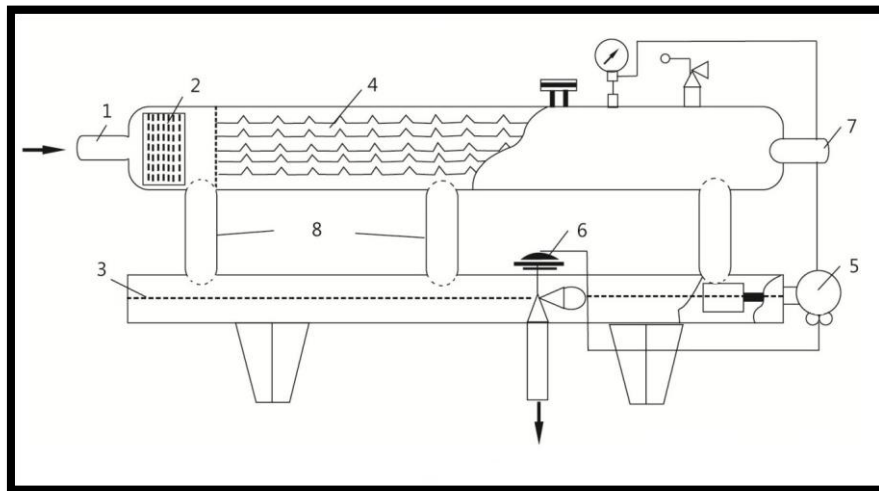


Figura 2.6.- Separador horizontal de dos barriles (A. P. Szilas, 1975)

Separador esférico

La corriente del pozo entra a través de la entrada (1), para fluir hacia abajo en el espacio delimitado por la capa esférica (2). El aceite es recolectado en la parte de abajo, y el nivel de este es monitoreado por un flotador (3), después es descargado a través de una válvula (5) que es controlada por un piloto neumático (4). La niebla es extraída en el paquete de coalescencia (6). El gas es descargado a través de la salida (8) provista con un regulador de presión (7) (A. P. Szilas, 1975).

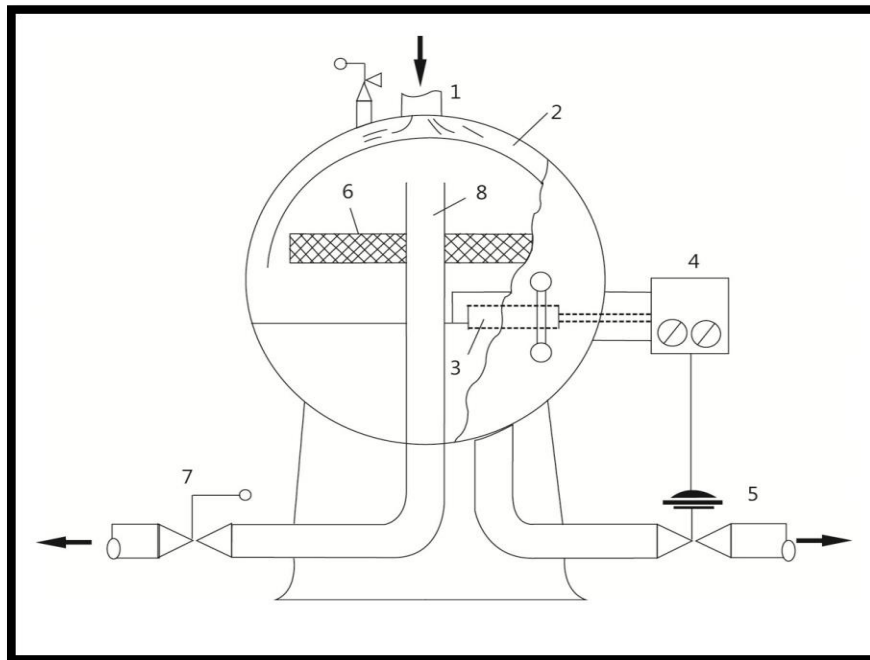


Figura 2.7.- Separador esférico (A. P. Szilas, 1975)

2.7 Deshidratación del crudo

Los fluidos producidos por los pozos son una mezcla de aceite, gas, agua e impurezas. Respecto al agua se presenta en forma libre o bien como emulsión. La eliminación del agua de los fluidos producidos es importante desde el punto de vista técnico y económico, ya que su presencia en las corrientes provoca diversos problemas, como son:

- Corrosión en tuberías y tanques: el agua salada está constituida básicamente por cloruros y sulfatos de magnesio (15%), calcio (10%) y sodio (75%), que por sí solos no causan efectos severos, pero cuando se hidrolizan con el agua forman el ácido clorhídrico que sumado al sulfhídrico provocan graves daños a las instalaciones y equipos por causa de la corrosión.



- *Incrustación y taponamiento en forma de carbonatos y sulfatos:* cuando existen depósitos en tuberías éstos llegan a causar, en ocasiones, taponamientos, impidiendo totalmente el flujo.
- *Incremento de volumen y tiempo de bombeo:* lo que demanda mayor mantenimiento de equipo y consumo de energía, además de un transporte adicional de un fluido sin utilidad. Todo lo anterior repercute en un aumento en el costo operativo.
- *Afectación a los procesos de refinación:* tanto las refinerías como las compañías importadoras no aceptan aceites crudos que contengan más de 0.5%, 1% o 2% de agua como máximo, porque encarecen el proceso al requerir de equipo adicional y mayor control.

Cuando los fluidos producidos por los pozos contienen agua salada libre, normalmente en forma de baches, la manera más sencilla de eliminarla es mediante un tiempo de reposo que permita que las moléculas de mayor densidad, se precipiten por efectos de la gravedad hacia el fondo del depósito para su posterior remoción. Sin embargo, el porcentaje de agua salada en forma de emulsión es mayor en la producción de los pozos petroleros y su remoción es más complicada a pesar de que no se mezclan el agua y aceite (Villalobos Ángel, 2011).

Una emulsión es una mezcla estable de aceite y agua que no se separa solo por efecto de la gravedad. En el caso de una emulsión regular de un aceite crudo, se tiene una dispersión de gotas de agua en el aceite. Las emulsiones de yacimientos de aceite, consisten de una fase continua o externa de aceite y una fase dispersa (discontinua) o interna de agua.

Para que una emulsión exista deben de existir dos líquidos inmiscibles, un agente emulsificante (estabilizador) y suficiente agitación para dispersar la fase



discontinua dentro de la fase continua. En la producción de aceite, el aceite y el agua son los dos líquidos inmiscibles.

La agitación suficiente para dispersar un líquido como finas gotas a través de otro, ocurre cuando los fluidos del pozo hacen su recorrido dentro del yacimiento, durante el recorrido dentro de la tubería, a través de los estranguladores en la superficie, por bombas de fondo de pozo y válvulas de bombeo neumático. La turbulencia causada a través del estrangulador es la causa principal de agitación para la formación de la emulsión; sin embargo, la eliminación del estrangulador no es la solución del problema, ya que este controla la velocidad del flujo del pozo.

Cuando el aceite y el agua son producidos por el pozo, la corriente también contiene materiales orgánicos e inorgánicos, estos contaminantes son preferencialmente absorbidos por la interface entre las fases del aceite y del agua. Una vez que los contaminantes son absorbidos en la interface, forman una delgada capa (llamada lamela) que impide la coalescencia de las gotas de agua.

El grado de agitación y la cantidad de agente emulsificante determina la estabilidad de la emulsión. La estabilidad de una emulsión depende de algunos factores:

- La diferencia de densidad entre las fases de agua y aceite
- El tamaño de las partículas dispersas de agua
- Viscosidad
- Tensión interfacial
- La presencia y concentración de agentes emulsificantes
- Salinidad del agua
- Edad de la emulsión
- Agitación

(Arnold y Stewart, 2008)



Los métodos de deshidratación logran romper la envoltura de las partículas de agua para que se presente el efecto de la coalescencia. La desemulsificación en la industria petrolera puede ser de varias maneras y está en función del porcentaje de contenido de agua, el tipo de aceite, densidad, grado de estabilidad, etcétera.

Entre los métodos de deshidratación se encuentra la presión, el calor, la gravedad o decantación, uso de productos químicos desemulsificantes, centrifugación y campos eléctricos; salvo el método de aplicación de presión, que es de poco uso, los demás generalmente se utilizan de forma combinada.

(Villalobos Ángel, 2011)

Tanque deshidratador o Gun Barrel

Uno de los métodos más usados en campo, especialmente en las baterías de separación, es la deshidratación por decantación utilizando el *gun barrel* (tanque deshidratador), donde se obtienen resultados satisfactorios eliminando hasta 98% de agua, normalmente ayudándose con la dosificación de productos químicos desemulsificantes y en ocasiones con el calor. Los tanques deshidratadores son un poco más altos que los de almacenamiento, además de su propio depósito y estructura, éstos están conformados por los siguientes aditamentos:

- Tubería o línea de carga: conduce el crudo emulsionado hacia el tanque deshidratador, descargando en el *flume*.
- Tubería conductora o flume: es un tubo vertical de gran diámetro que se encuentra al costado del tanque, tiene la función de facilitar la separación del poco gas contenido en el líquido y evitar su entrada turbulenta hacia el interior.



- Igualador: es la tubería que comunica el gas separado en el *flume* con el que se encuentra en el interior del tanque. Permite el desalojo del gas residual separado.
- Esparcidor: es una red de tubos con orificios pequeños (la suma de las áreas de cada uno de ellos debe ser igual a la del tubo de entrada del *flume* al tanque), su función es distribuir el aceite emulsionado de manera uniforme en toda la superficie de la base para atravesar el colchón de agua en forma de hilos que permiten el contacto entre las partículas de agua y facilitar así el efecto de coalescencia.
- Vertedor o salida del agua libre: para mantener un nivel óptimo del colchón de agua se requiere un colector de agua libre en el fondo, el cual está conectado a un mecanismo automático para eliminar el excedente que se va obteniendo durante el proceso. Generalmente se usa un sifón con el que se establece el nivel manualmente; también se utiliza una válvula controladora de nivel muy sensible y automática.
- Tubería o línea de descarga: el aceite limpio se obtiene en el nivel superior de los líquidos y se derrama por la parte alta del deshidratador (a través de la línea de descarga), para ser conducido por la gravedad a los tanques de almacenamiento.

Este sistema es muy económico para los grandes volúmenes de líquidos (aceite y agua). El control de nivel del colchón de agua es un factor importante porque permite el mayor tiempo de reposo para facilitar la decantación por densidad, además es el medio para lograr el efecto de la coalescencia entre las gotas o partículas de agua.

(Villalobos Ángel, 2011)

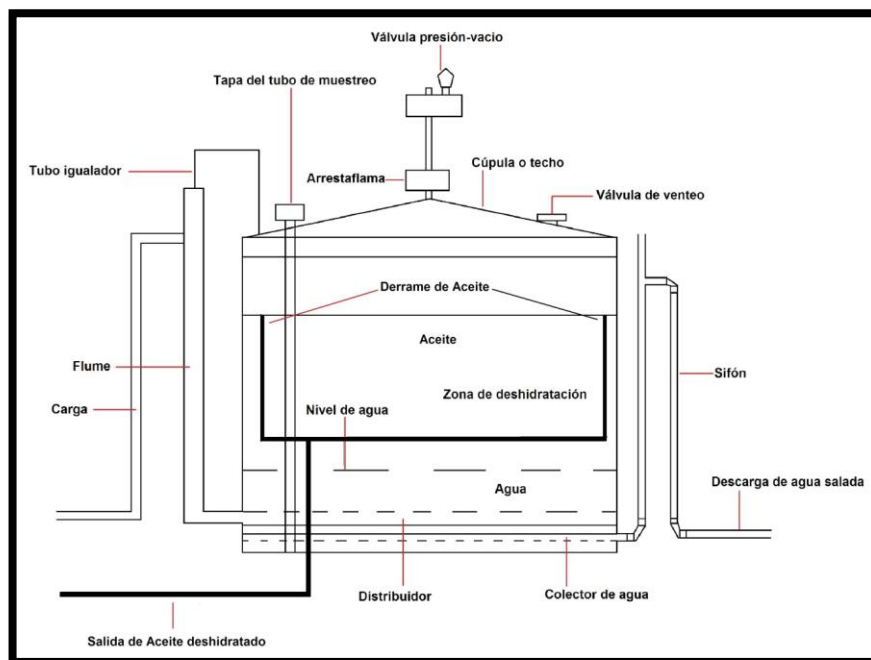


Figura 2.8.- Esquema de un tanque Deshidratador (Elaboración propia)

2.8 Separador Trifásico Horizontal

El separador trifásico está diseñado a una presión para separar y remover el agua libre de una mezcla de crudo y agua.

A diferencia de los separadores bifásicos en donde la dimensión del separador está en función de la cantidad de gas a ser separada del líquido, en los separadores trifásicos la cantidad de gas es relativamente menor a la cantidad de aceite y agua, su dimensión está determinada por la relación agua-aceite. Sin embargo el aspecto del diseño de separadores bifásicos y trifásicos es muy similar.

Descripción del equipo

En la figura 2.9 de un separador trifásico. El fluido entra al separador y choca con el desviador de entrada (inlet diverter), este cambio repentino en la inercia del

fluido separa las fases líquida y gaseosa, en la mayoría de los diseños el inlet diverter contiene un down-comer que dirige el flujo de líquido debajo de la interfaz agua-aceite.

Esto obliga al flujo de entrada a mezclarse con el agua en el fondo del separador, este proceso es llamado (water washing) lavado de agua, y promueve la coalescencia de las gotas de agua (fase dispersa) contenidas en el aceite (fase continua). La figura 2.10 ilustra el lavado de agua.

El desviador de entrada asegura que poco gas sea acarreado por el líquido, y el lavado de agua asegura que el líquido no caiga encima de la interfase aceite-gas o agua-aceite, mezclando el líquido retenido en el recipiente y haciendo un control de la interfase agua-aceite.

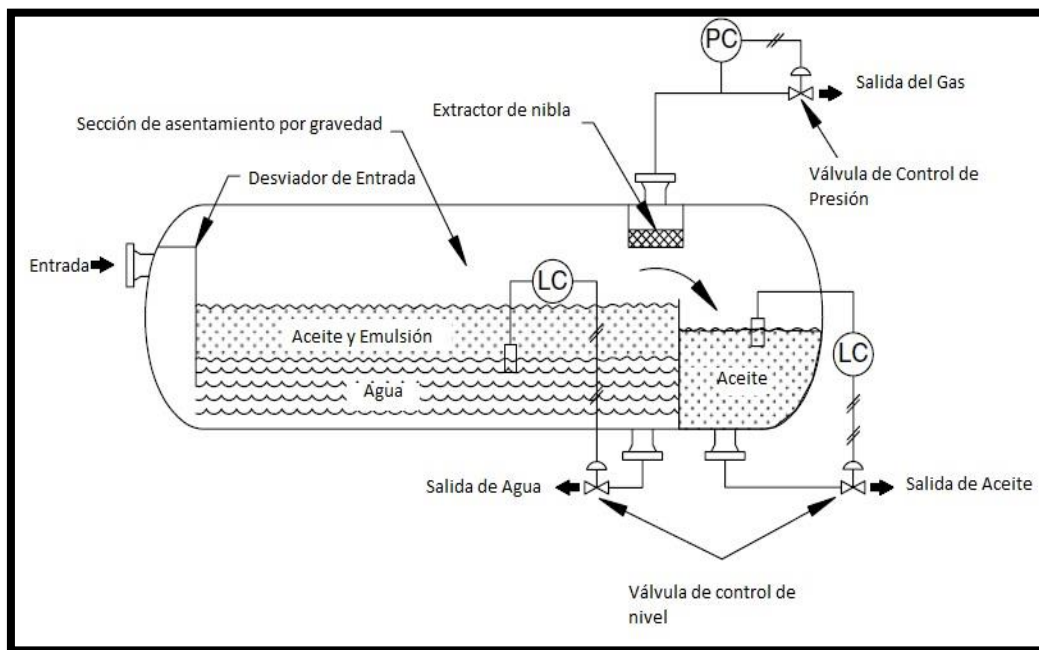


Figura 2.9.- Esquema de un separador horizontal trifásico con control de nivel de interfase y presa (Arnold y Stewart, 2008)

La sección de colección de líquido del recipiente provee suficiente tiempo para que el aceite y la emulsión formen una capa encima del agua libre. El agua libre se asienta en la parte inferior.

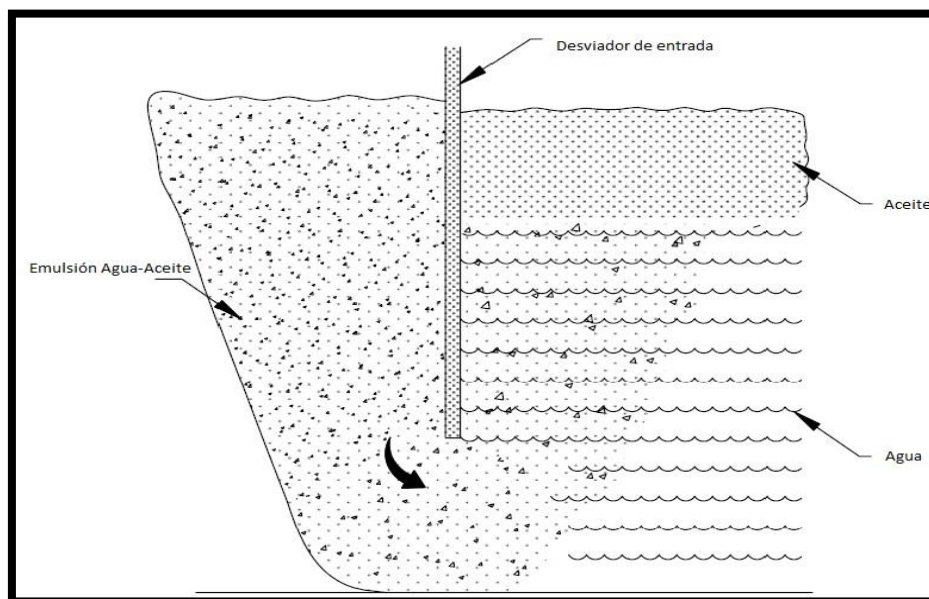


Figura 2.10.- Esquema que ilustra la función del desviador de entrada y el lavado de agua (Arnold y Stewart)

2.9 Desalado del crudo

Por lo general el aceite crudo contiene agua, que a su vez contiene sales como cloruro de sodio, magnesio y calcio.

Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada y productos de corrosión o incrustación insolubles en agua.

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores y taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y



representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores.

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

El desalado en campo reduce la corrosión corriente aguas abajo (bombeo, ductos y tanques de almacenamiento). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental.

Una especificación común es entre 10 a 20 libras de sal por 1000 barriles de aceite.

2.10 Sistema de separación en los FPSO

Los separadores horizontales son los que más se utilizan en la industria petrolera, ya que permiten una flexibilidad operacional de manejo de líquidos.

La más importante de las ventajas que poseen los separadores horizontales sobre los demás, es que están preparados para manejar grandes volúmenes de aceite y gas. Dicha característica es de suma importancia en los FPSO, por lo que estos equipos son los seleccionados para realizar la separación de los hidrocarburos dentro del buque. Otra característica que es tomada en cuenta para su selección, es que su costo es menor comparado con los demás equipos. También tienen una desventaja y esta es que ocupan más espacio que los diferentes tipos de separadores.

Capítulo 3

Sistema de calentamiento del crudo

Para poder mejorar el flujo de los hidrocarburos líquidos es necesario modificar sus propiedades, entre ellas la viscosidad. Es posible disminuir la viscosidad de los fluidos, aumentando su energía térmica, esto se ve reflejado en el aumento de la temperatura de los hidrocarburos.

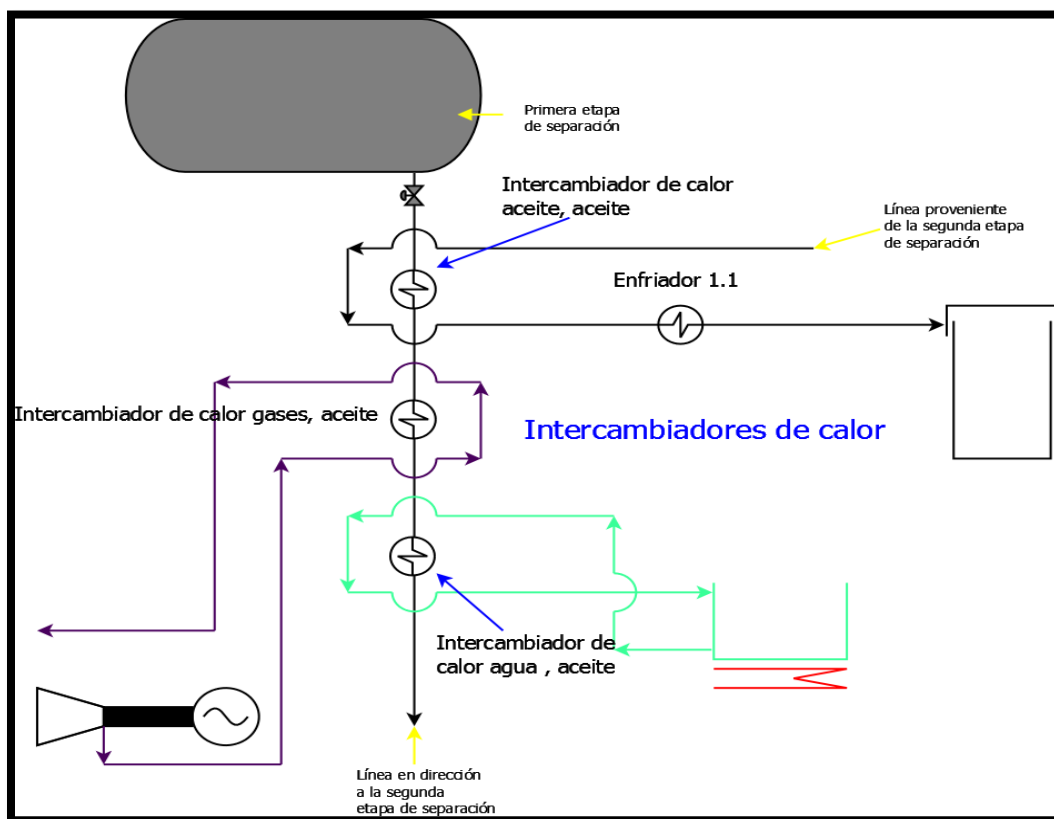


Figura 3.1.- Diagrama de tres intercambiadores de calor que están entre la primera y segunda etapa de separación. (Elaboración propia)



Para disminuir la viscosidad es preciso tener fuentes de energía térmica que sean capaces de transmitir calor al aceite.

3.1 Transferencia de Calor

Al proceso en el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos o fluidos, se le llama transferencia de calor; aunque este proceso también puede ocurrir entre diferentes partes de un mismo cuerpo.

El calor se transfiere mediante tres mecanismos, los cuales son: conducción, convección y radiación. Aunque estos tres mecanismos pueden ocurrir simultáneamente, puede suceder que uno predomine por encima de los otros dos.

Conducción

Es el flujo de calor a través de medios sólidos por la vibración interna de las moléculas y de los electrones libres, ocasionado por choques que ocurren entre ellas. Las moléculas y los electrones libres de un sistema que tienen una alta temperatura vibran con más intensidad que las moléculas de otras regiones del mismo sistema o de otros que están en contacto y que cuentan con menor temperatura. Las moléculas con una velocidad más alta chocan con otras menos excitadas, provocando así una transferencia de energía entre ellas.

Convección

Es el flujo de calor mediante corrientes dentro de un fluido (líquido o gaseoso); estas corrientes provocan el desplazamiento de masas dentro del fluido.

Cuando la masa de un fluido se calienta al estar en contacto con una superficie caliente, sus moléculas se separan y se dispersan, causando que dicha masa disminuya su densidad. Cuando la masa llega a ser menos densa se desplazará hacia arriba u horizontalmente buscando siempre una ruta que tenga menor temperatura; mientras que las masas más calientes, pero más densas del



fluido, descenderán o se moverán en sentido opuesto al del movimiento de las masas más calientes (el volumen de fluido menos caliente es desplazado por el volumen más caliente). Mediante este mecanismo los volúmenes más calientes transfieren calor a los volúmenes menos calientes de ese fluido.

Por ejemplo cuando calentamos agua en una estufa, el volumen de agua en el fondo de la olla adquirirá el calor por conducción desde el metal de la olla, provocando que disminuya su densidad, entonces al ser menos densa el agua, se moverá hacia la parte superior, desplazando a la masa menos caliente y más densa de la superficie hacia el fondo de la olla.

Radiación

Es la transferencia de calor por medio de ondas que no requiere de un medio para su propagación; además de que la energía irradiada se mueve a la velocidad de la luz.

El ejemplo perfecto es el sol, ya que el calor que irradia se intercambia entre la superficie solar y la superficie de la tierra sin calentar el espacio en transición.

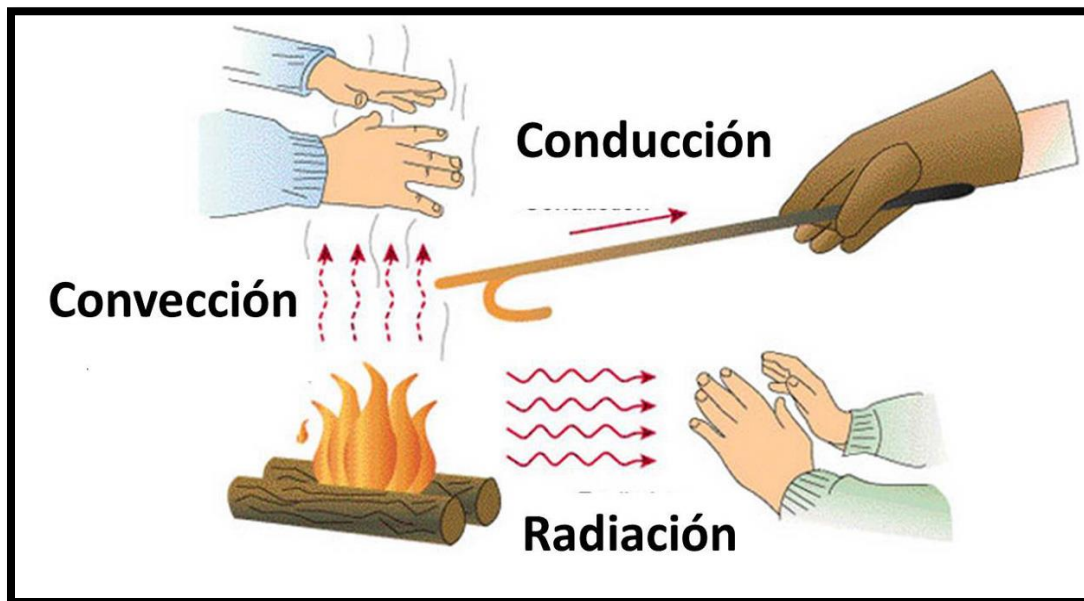


Figura 3.2.- Esquema de los mecanismos de transferencia de calor

3.2 Intercambiadores de calor

Los equipos que son capaces de extraer la energía térmica de un fluido que tiene cierta temperatura y transferir dicha energía a otro fluido que tenga menor temperatura son los llamados intercambiadores de calor.

Debe quedar claro que la función de los intercambiadores de calor es la transferencia de calor, donde los fluidos involucrados deben estar a temperaturas diferentes. Se debe tener en mente que el calor sólo se transfiere en una sola dirección, del fluido con mayor temperatura hacia el flujo de menor temperatura.

En los intercambiadores de calor, los fluidos involucrados no están en contacto entre ellos, el calor es transferido del fluido con mayor temperatura hacia el de menor temperatura al encontrarse ambos fluidos en contacto térmico con las paredes metálicas que los separan (O. A. Jaramillo, 2007).

A continuación se presenta la clasificación de los diferentes tipos de intercambiadores de calor.

Tipos de intercambiadores de calor con base a su construcción

Si bien los intercambiadores de calor se presentan en una amplia variedad de formas y tamaños, la construcción de los intercambiadores está incluida en alguna de las dos siguientes categorías:

- Carcasa y tubos
- Plato

Carcasa y tubos: La construcción más básica y común de los intercambiadores de calor es el de tipo tubo y carcasa que se muestra en la figura 3.3.

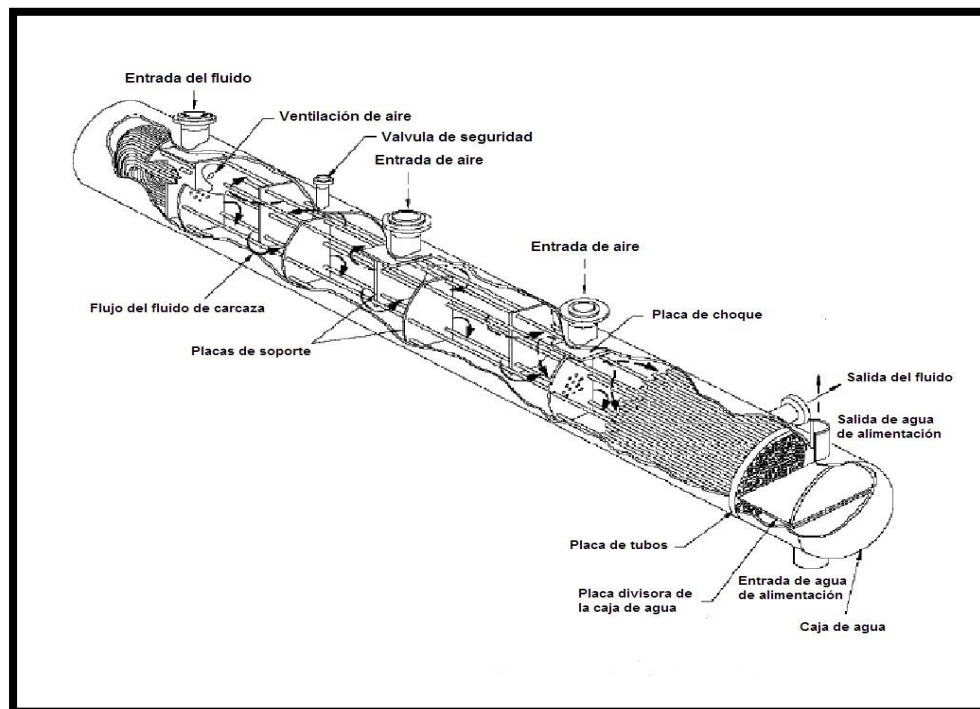


Figura 3.3.- Intercambiador de calor de carcasa y tubos (O. A. Jaramillo, 2007)



Este tipo de intercambiador consiste en un conjunto de tubos en un conector llamado carcasa. El flujo de fluido dentro de los tubos se le denomina flujo interno y aquel que fluye en el interior del contenedor como fluido de carcasa o fluido externo. En los extremos de los tubos, el fluido interno es separado del fluido externo de la carcasa por las placas del tubo. Los tubos se sujetan o se soldan a una placa para proporcionar un sello adecuado. En sistemas donde los dos fluidos presentan una gran diferencia entre sus presiones, el líquido con mayor presión se hace circular típicamente a través de los tubos y el líquido con una presión más baja se circula del lado de la carcasa, esto es debido a los costos de los materiales, ya que los tubos del intercambiador de calor se pueden fabricar para soportar presiones más altas que la carcasa del intercambiador con un costo mucho más bajo. Las placas de soporte mostradas en la figura 3.3. también actúan como baffles (dispositivo que cambia la dirección del flujo) para dirigir el flujo del líquido dentro de la cáscara, hacia adelante y hacia atrás a través de los tubos (O. A. Jaramillo, 2007).

Plato: El intercambiador de calor tipo plato, consiste de placas en lugar de tubos para separar a los dos fluidos, caliente y frío. Los fluidos calientes y fríos se alternan entre cada una de las placas y los baffles dirigen el flujo del líquido entre las placas. Ya que cada una de las placas tiene un área superficial muy grande, proveen un área extremadamente grande de transferencia térmica a cada uno de los líquidos, por lo tanto un intercambiador de placa es capaz de transferir mucho más calor con respecto a un intercambiador de carcasa y tubos con volumen semejante, esto es debido a que las placas proporcionan una mayor área de contacto que la de los tubos como se muestra en la figura 3.4.

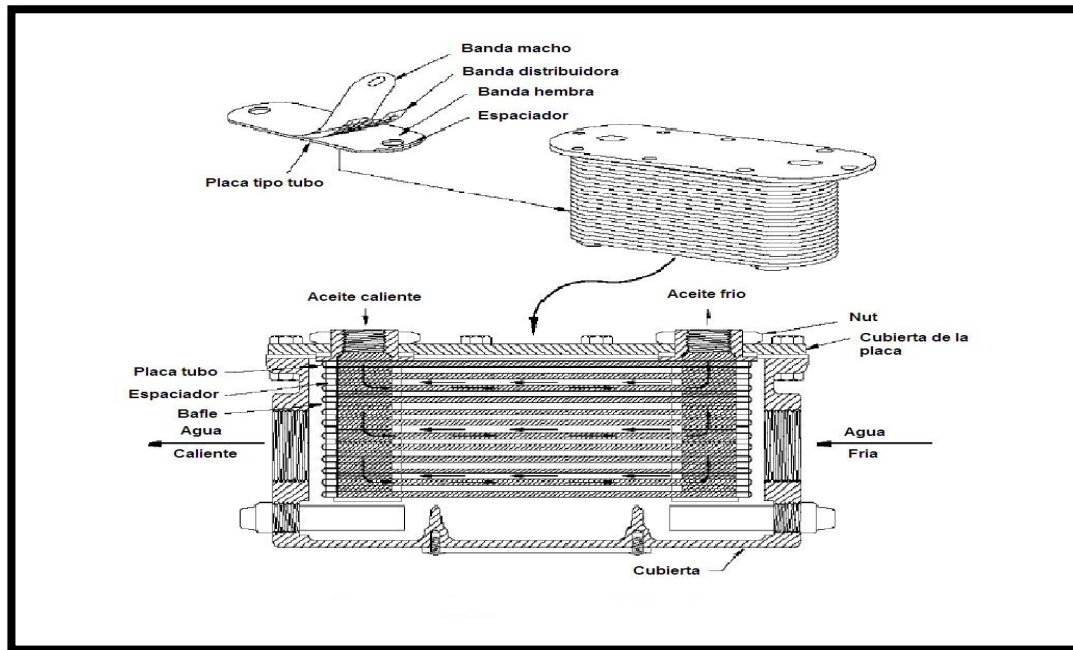


Figura 3.4.- Intercambiador de calor tipo plato (O. A. Jaramillo, 2007)

El intercambiador de calor de plato, debido a la alta eficacia en la transferencia de calor, es mucho más pequeño que el de carcasa y tubos para la misma capacidad de intercambio de calor (O. A. Jaramillo, 2007).

Como en cualquier dispositivo mecánico, cada uno de estos presenta ventajas o desventajas en su aplicación. Sin embargo, el tipo de intercambiadores de placa no se utiliza debido a la inhabilidad de sellar confiablemente las juntas entre cada una de las placas. Debido a este problema, el tipo intercambiador de placa se ha utilizado solamente para aplicaciones donde la presión es baja, por ejemplo en los refrigeradores de aceite para máquinas. Actualmente se han realizado importantes avances que han mejorado el diseño de las juntas y sellos, así como el diseño total del intercambiador de placa, esto ha permitido algunos usos a gran escala de este tipo de intercambiador de calor (O. A. Jaramillo, 2007).

Tipos de intercambiadores de calor según su operación

Ya que los intercambiadores de calor se presentan en muchas formas, tamaños, materiales de manufactura y modelos, estos son categorizados de acuerdo con características comunes. Una de las características comunes que se puede emplear es la dirección relativa que existe entre los dos flujos de fluido, estas son:

- **Flujo paralelo:** Como se ilustra en la figura 3.5, existe un flujo paralelo cuando el flujo interno o de los tubos y el flujo externo o de la carcasa fluyen en la misma dirección. En este caso, los dos fluidos entran al intercambiador por el mismo extremo y presentan una diferencia de temperatura significativa. Como el calor se transfiere del fluido con mayor temperatura hacia el fluido de menor temperatura, la temperatura de los fluidos se aproximan la una a la otra, es decir que uno disminuye su temperatura y el otro la aumenta tratando de alcanzar el equilibrio térmico entre ellos. Debe quedar claro que el fluido con menor temperatura nunca alcanza la temperatura del fluido más caliente (O. A. Jaramillo, 2007).

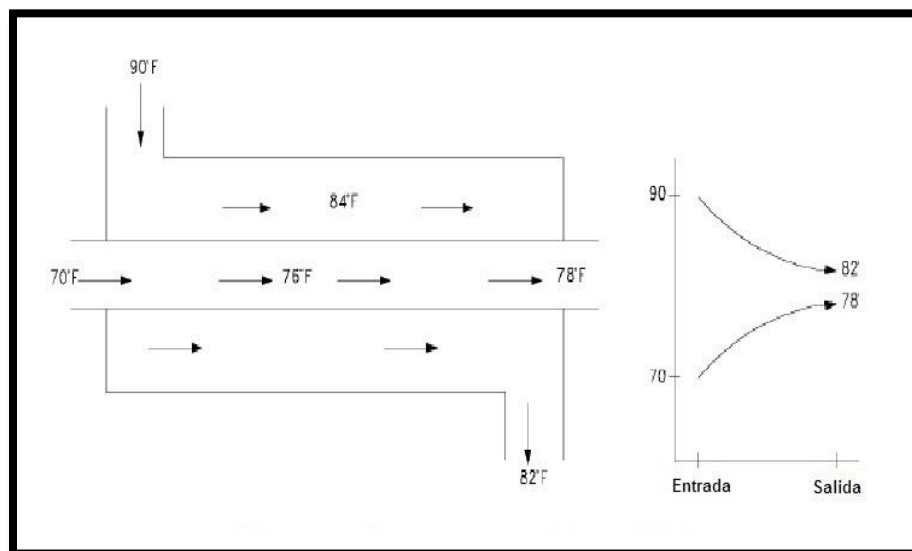


Figura 3.5.- Intercambiador de calor de flujo paralelo (O. A. Jaramillo, 2007)

- **Contraflujo:** Como se ilustra en la figura 3.6, se presenta un contraflujo cuando los dos fluidos fluyen en la misma dirección pero en sentido contrario.

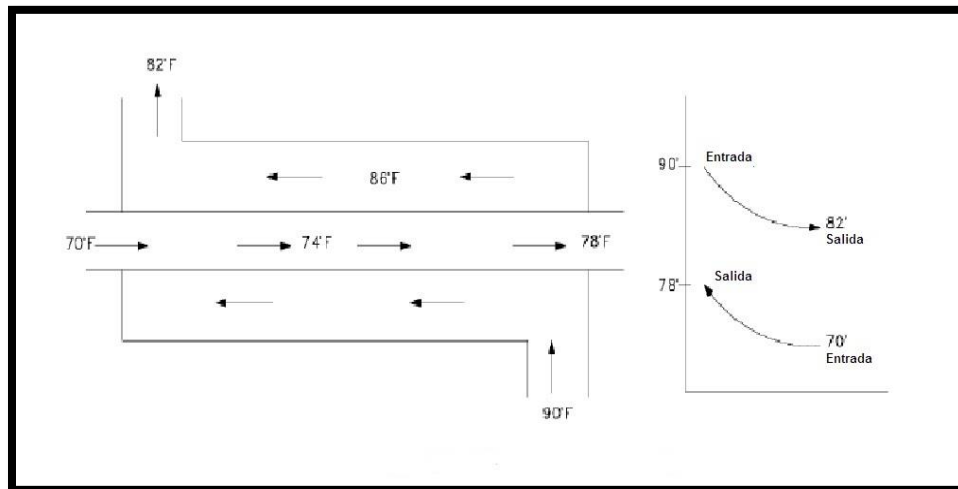


Figura 3.6.- Intercambiador de calor en contraflujo (O. A. Jaramillo, 2007)

Cada uno de los fluidos entra al intercambiador por diferentes extremos. Este tipo de intercambiador resulta ser más eficiente que los otros dos tipos mencionados en esta sección (O. A. Jaramillo, 2007).

- **Flujo cruzado:** En la figura 3.7, se muestra como en el intercambiador de flujo cruzado uno de los fluidos fluye de manera perpendicular al otro, esto es porque uno de los fluidos pasa a través de tubos mientras que el otro pasa alrededor de dichos tubos formando un ángulo de 90 grados. Los intercambiadores de flujo cruzado son comúnmente usados donde uno de los fluidos presenta cambio de fase. Un ejemplo típico de este tipo de intercambiador es en los sistemas de condensación de vapor, donde el vapor exhausto que sale de una turbina entra como flujo externo a la carcasa del condensador y el agua fría que fluye por los tubos absorbe el calor del vapor. Se pueden condensar grandes volúmenes de vapor de agua al utilizar este tipo de intercambiador (O. A. Jaramillo, 2007).

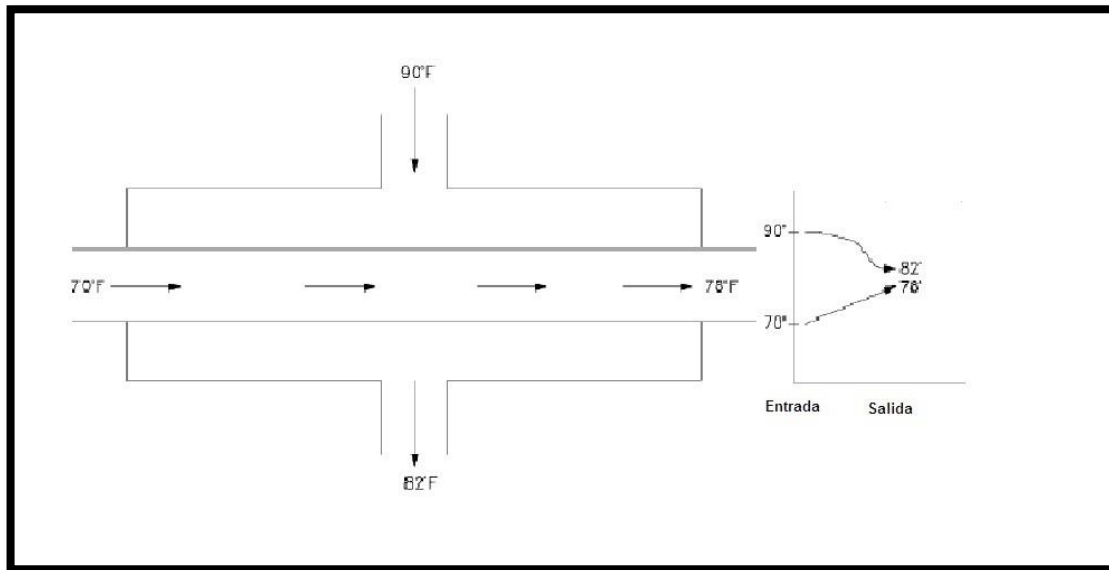


Figura 3.7.- Intercambiador de calor de flujo cruzado (O.A. Jaramillo, 2007)

En la actualidad, la mayoría de los intercambiadores de calor no son puramente de flujo paralelo, contraflujo, o flujo cruzado; estos son comúnmente una combinación de dos o tres tipos. Desde luego, un intercambiador de calor real que incluye dos o los tres tipos de intercambio descritos anteriormente, resulta muy complicado de analizar. La razón de incluir una combinación de varios tipos en uno solo, es maximizar la eficacia del intercambiador dentro de las restricciones propias del diseño, que son: tamaño, costo, peso, eficacia requerida, tipo de fluidos, temperaturas y presiones de operación; que permite establecer la complejidad del intercambiador (O. A. Jaramillo, 2007).

Intercambiadores de un solo paso (o paso simple) y de múltiples pasos

Un método que combina las características de dos o más intercambiadores y permite mejorar el desempeño de un intercambiador de calor, es tener que pasar los dos fluidos varias veces dentro de un intercambiador de paso simple.

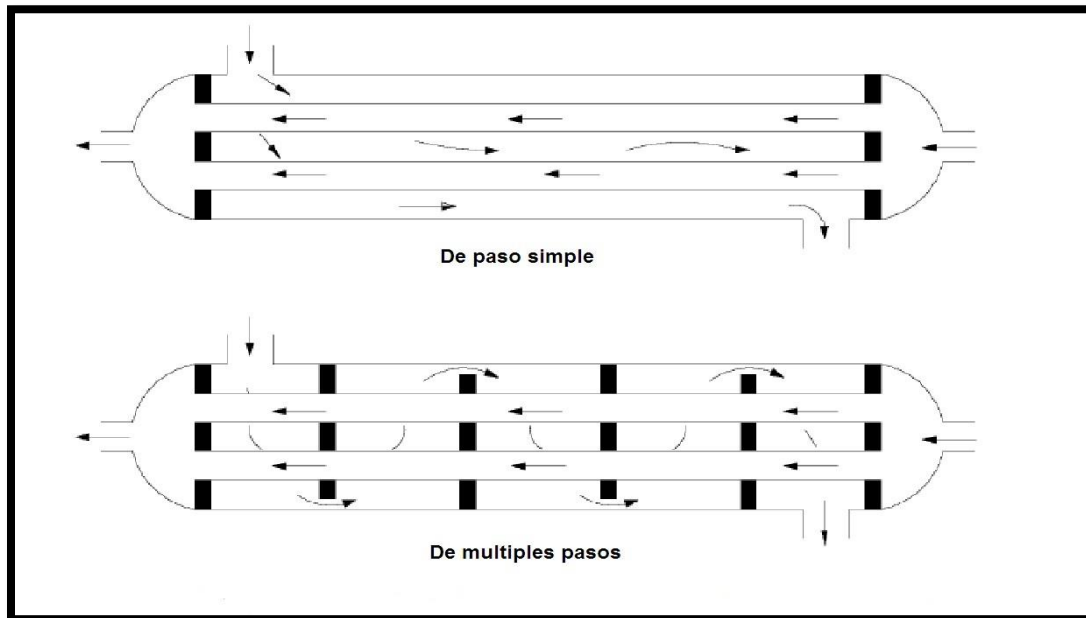


Figura 3.8.- Intercambiador de calor de un solo paso y de múltiples pasos (O. A. Jaramillo, 2007)

Cuando los fluidos intercambian calor más de una vez, se denomina intercambiador de múltiples pasos. Si el fluido sólo intercambia calor en una sola vez, se denomina intercambiador de calor de paso simple o de un solo paso. En la figura 3.8, se muestra un ejemplo de estos intercambiadores. Comúnmente en el intercambiador de múltiples pasos invierte el sentido del flujo en los tubos, al utilizar dobleces en forma de “U” en los extremos, es decir, el doblez en forma de “U”, permite al fluido fluir de regreso e intercambiar nuevamente calor. Un segundo método para llevar a cabo múltiples pasos es insertar bafles o platos dentro del intercambiador (O. A. Jaramillo, 2007).

3.3 Sistema de Calentamiento en los FPSO

En el barco de proceso el Sistema de Calentamiento se encuentra instalado justo después de la primera etapa de separación. El diagrama principal nos muestra la ubicación de los intercambiadores de calor.



Si los intercambiadores de calor se quisieran cambiar de ubicación, modificarían los factores Presión y Temperatura, alterando el comportamiento de los fluidos y provocando el rediseño total del sistema de separación.

En la figura 3.9, se muestra el diagrama del sistema de calentamiento que se encuentra entre las etapas de separación. El aceite que sale de la primera etapa pasa por el intercambiador de calor 1) aceite-aceite (línea negra), posteriormente pasa por otro intercambiador 2) (línea morada), en el que los gases de combustión ceden su energía calorífica al aceite; finalmente va a un tercer intercambiador 3) agua-aceite (línea verde) en el que el agua proveniente de las calderas cede su calor al aceite. Así, el aceite de la primera etapa pasa por tres intercambiadores de calor antes de entrar a la segunda etapa de separación.

Al salir de la segunda etapa de separación el aceite está a alta temperatura por lo que se requiere disminuir su temperatura. El hidrocarburo cede su calor al aceite de primera etapa en el intercambiador de calor 1) y después pasa por un enfriador antes de llegar a los tanques de almacenamiento. Este enfriamiento evita desprendimiento de gas en los tanques para tener condiciones seguras en los mismos.

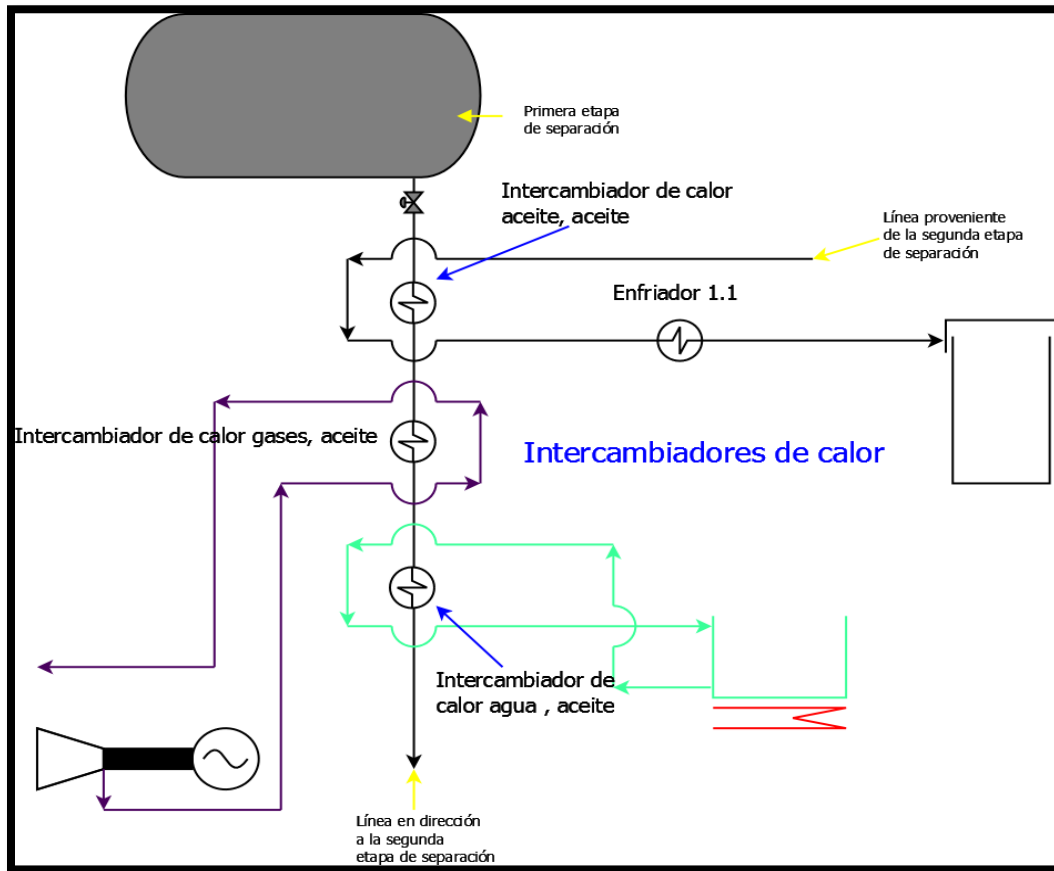


Figura 3.9.- Sistema de calentamiento en FPSO. (Elaboración propia)



Capítulo 4

Compresión del gas natural

Después de que los hidrocarburos pasan por las etapas de separación, se logra obtener dos diferentes corrientes de fluidos, una de líquido y otra de gas. Nos enfocaremos en los fluidos gaseosos, que en este caso deben tomar dos direcciones; una es en dirección al PLEM para su redistribución a una planta de tratamiento y su posterior venta y/o exportación; mientras que la segunda es dirigida hacia el sistema de endulzamiento del gas, donde el gas es depurado de impurezas para su uso como combustible en el buque.

Cualquiera que sea la dirección a la que el gas sea enviado, debe de tener suficiente energía para poder alcanzar los puntos deseados. Con ayuda de los compresores, se logra que el gas pueda adquirir mayor presión para su manejo dentro de los equipos y tuberías.

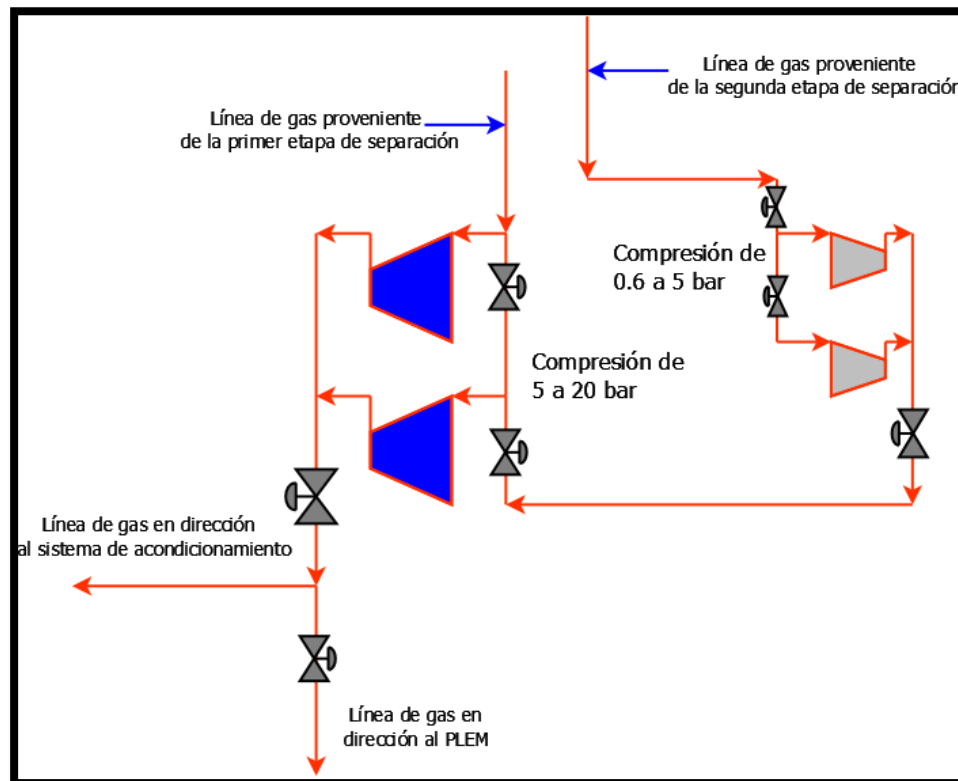


Figura 4.1.- Diagrama de planta de un sistema de compresión de gas (Elaboración propia)

4.1 El gas natural

La composición química del gas natural varía en amplios rangos dependiendo de los yacimientos de donde proviene. El gas natural es un combustible conformado por una mezcla de hidrocarburos gaseosos; contiene principalmente metano (CH_4), etano (C_2H_4) y propano (C_3H_8). No posee forma, es incoloro e inodoro y es considerado la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón.

Se puede clasificar de la siguiente manera:

Según su origen

- Gas asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.



- Gas no asociado: Es el que se encuentra en estado gaseoso dentro del yacimiento.

Según su composición

- Gas amargo: Es aquél que contiene gases no hidrocarburos (Ácido sulfhídrico (H_2S), sulfuros, bisulfuros y dióxido de carbono (CO_2) entre otros).
- Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o absorbentes.

Según el contenido de componentes pesados

- Gas húmedo: Contiene cantidades importantes de hidrocarburos pesados ($C_3H_8 +$) (Aunque el gas húmedo en las instalaciones de producción también puede considerarse a aquel que contiene agua).
- Gas seco: Aquel que no condensa gotas de líquido a condiciones del separador.

El gas natural tiene que tratarse para poder cumplir con estándares de calidad. Los estándares son especificados por las compañías de transmisión y distribución, las cuales varían dependiendo del diseño del sistema de ductos y de las necesidades del mercado que se quiere atender.

4.2 Compresión del gas natural

Un compresor es cualquier dispositivo empleado para hacer que un gas que se encuentra con una velocidad, presión y temperatura determinadas, sea succionado y trasladado a otra región en donde la velocidad, la presión y la temperatura son mayores a las de succión. Los compresores se agrupan en tres principales ramas: máquinas de desplazamiento positivo, máquinas dinámicas y máquinas térmicas.

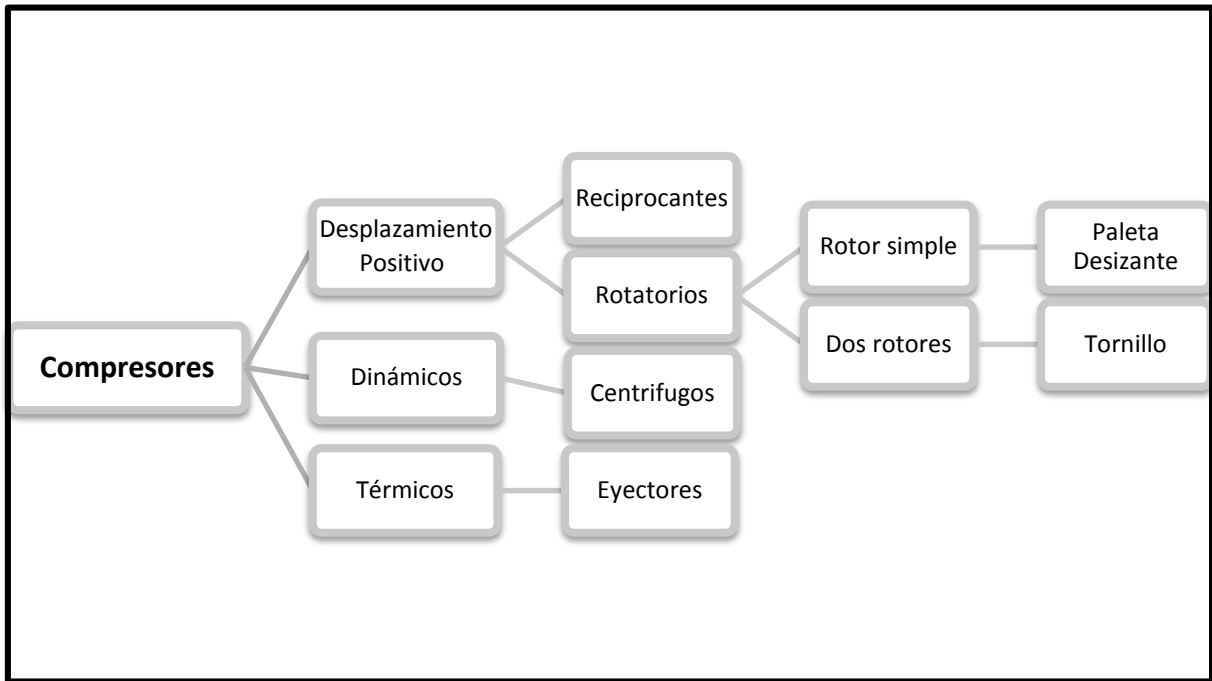


Figura 4.2.- Tipos de compresores

Compresores de Desplazamiento Positivo

Estos compresores funcionan succionando una cantidad de gas hacia un espacio cerrado, dentro del cual reducen su volumen aumentando su presión.

- Compresores Reciprocantes: Utilizan pistones (sistema émbolo-pistón; como los motores de combustión interna). Al momento en el que las válvulas de entrada del gas abren, se introduce el gas en el cilindro, el gas se retiene y es comprimido por el émbolo, finalmente es descargado por las válvulas de descarga.

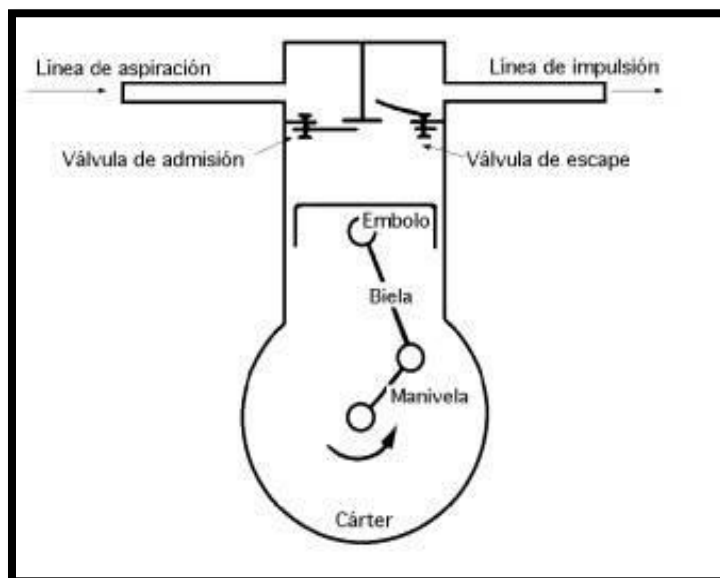


Figura 4.3.- Compresor Recíprocante

- Compresores Rotatorios: Consiguen aumentar la presión mediante el giro de un rotor. El gas se aspira y se comprime en la cámara de compresión, gracias a la disminución del volumen que ocupa el gas.
- Compresores de Tornillo: Lo que esencialmente constituye el compresor de tornillo, es un par de rotores que tienen lóbulos helicoidales de engranaje constante. Los rotores van montados en un cárter de hierro fundido, provisto de una admisión para gas en un extremo y una salida en el otro. Según giran los rotores, los espacios que hay entre los lóbulos van siendo ofrecidos al orificio de admisión, con lo que dichos espacios empiezan a llenarse de gas. Cuando los espacios interlobulares están completamente cargados de gas y la rotación que prosigue cierra el orificio de admisión comienza la compresión. Para evitar el daño de los rotores se inyecta aceite como lubricante. El aceite es mezclado con el gas en la entrada de la cámara y es transportado al espacio entre los dos tornillos rotatorios. Al salir de la cámara, el gas y el aceite pasan a través de un largo

separador de aceite donde el gas ya pasa listo a través de un pequeño orificio filtrador. Al final el aceite es enfriado y reusado.

Este tipo de compresores tienen dos ventajas muy importantes sobre los demás; la primera es que presentan siempre un bajo desgaste; la segunda es que son muy silenciosos.

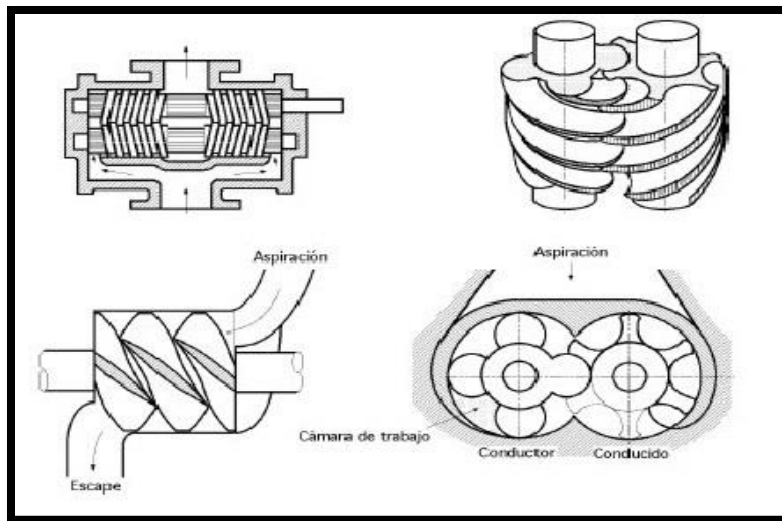


Figura 4.4.- Compresores rotatorios

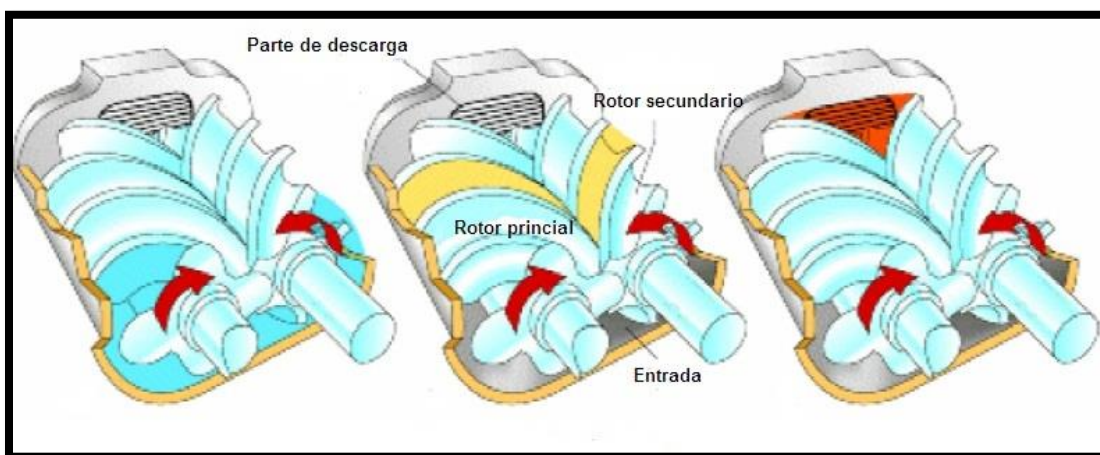


Figura 4.5.- Compresor tipo tornillo

Compresores Dinámicos o de flujo continuo

- **Compresores Centrifugos:** Son dispositivos de tipo dinámico, no de desplazamiento positivo. Está constituido por una o más ruedas impulsoras montadas sobre un eje y contenidas dentro de una carcasa. El principio de operación de un compresor centrífugo es similar al de las bombas centrifugas.

El gas con baja presión y con baja velocidad, proveniente de la tubería de succión, se introduce en la cavidad interna u ojo de la rueda impulsora a lo largo de la dirección del eje del rotor. Una vez en la rueda, el gas es forzado a salir radialmente hacia el exterior por la acción de los álabes del impulsor y por la fuerza centrífuga desarrollada en la rotación de la rueda. El gas es descargado con una velocidad, presión y temperatura mayores que las de succión.

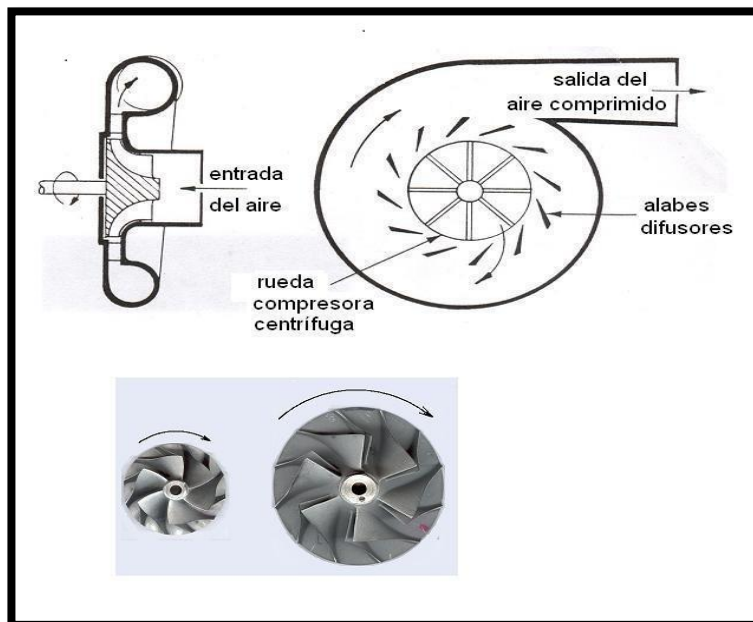


Figura 4.6.- Compresor centrífugo



4.3 Operación del sistema de compresión de gas para FPSO

El sistema de gas producido en FPSO se divide en dos secciones:

- Compresor de gas LP (Low Pressure, Baja Presión): Debido a las pérdidas de presión de cada etapa de separación, el gas que se obtiene de la segunda etapa tiene menor presión que el gas que se obtiene de la primera etapa.

El gas que se obtiene de la segunda etapa de separación se encamina a un enfriador, donde el gas es enfriado, este proceso provoca que se condense cierta cantidad de líquidos; para separar estas gotas de líquido el gas entra a un depurador, en donde la corriente de gas libre de condensados fluye por la parte superior, mientras que las gotas de condensado son acumuladas en la parte inferior.

La corriente de gas libre es succionada y comprimida aumentando la presión; para unirse con la corriente de gas de la primera etapa de separación figura 4.7.

(Bergersen Worldwide Offshore, 2006).

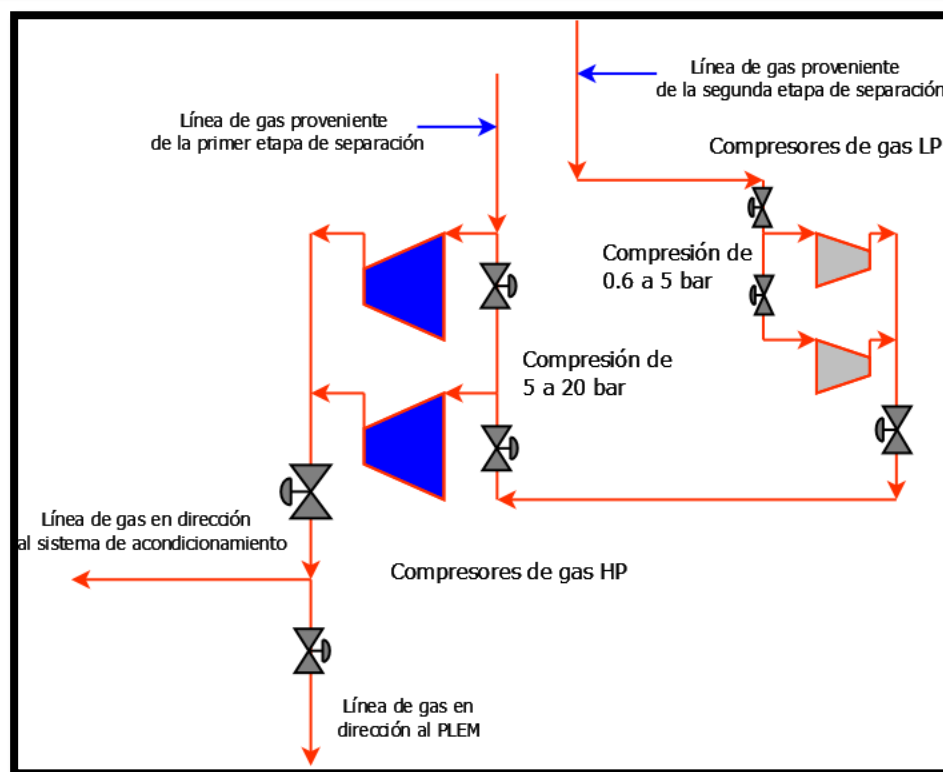


Figura 4.7.- Sistema de compresión FPSO (Elaboración propia)

- Compresor de gas HP (High Pressure, Alta Presión): Antes de ser comprimido el gas es enfriado, este proceso provoca que se separe cierta cantidad de condensado, provocando así que la corriente tenga que entrar a un depurador. De igual manera, el gas proveniente de la primera etapa de separación se dirige al enfriador y posteriormente al depurador.

En esta sección ambas corrientes (de LP y de la primera etapa de separación) se unen para ser dirigidas hacia el compresor de alta presión (HP). Este compresor aumenta la presión del gas (Bergersen Worldwide Offshore, 2006).

En los FPSO, generalmente se utilizan compresores centrífugos, debido a que son capaces de comprimir grandes volúmenes de gas, ya que la unidad de compresión es de menor tamaño respecto a los otros tipos de



compresores. Aproximadamente el 80% de la producción del gas natural que se obtiene del proceso de separación, es enviada a través del PLEM a otras instalaciones para su tratamiento, almacenamiento y venta.



Capítulo 5

Sistema de acondicionamiento de gas combustible (endulzamiento)

El gas natural es un recurso no renovable formado por una mezcla de hidrocarburos: metano (alrededor de 80%), etano (6%), propano (4%), butano (2%), junto a algunas impurezas tales como vapor de agua, compuestos sulfurados, dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y trazas de hidrocarburos más pesados. Su composición varía de acuerdo al yacimiento de donde fue extraído.

El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza por ser un gas amargo, hidratado y húmedo: amargo por los componentes ácidos que contiene, hidratado por la presencia de agua y húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos. Debido a esto para el uso comercial o doméstico, el gas natural debe ser tratado de manera de eliminar o disminuir la concentración de aquellos compuestos indeseados. El acondicionamiento del gas natural consta de tres procesos fundamentales: el endulzamiento (elimina los componentes ácidos), la deshidratación (elimina el agua) y ajuste de punto de rocío (elimina los hidrocarburos líquidos).

El proceso de endulzamiento, se hace con el fin de remover el H_2S y el CO_2 del gas natural, debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros. El segundo proceso de deshidratación, se realiza para eliminar el vapor de agua que contiene el gas, el que puede producir corrosión.



Para que el gas pueda utilizarse o venderse debe contener menos de 5 ppm de ácido sulfhídrico y tener un poder calorífico (Cp) mínimo de 920 BTU/pe³ (Gómez José, 2015). Debido a la naturaleza corrosiva y toxica del ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono, es necesario remover estas impurezas, además, de que disminuye el poder calorífico del gas.

El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales.

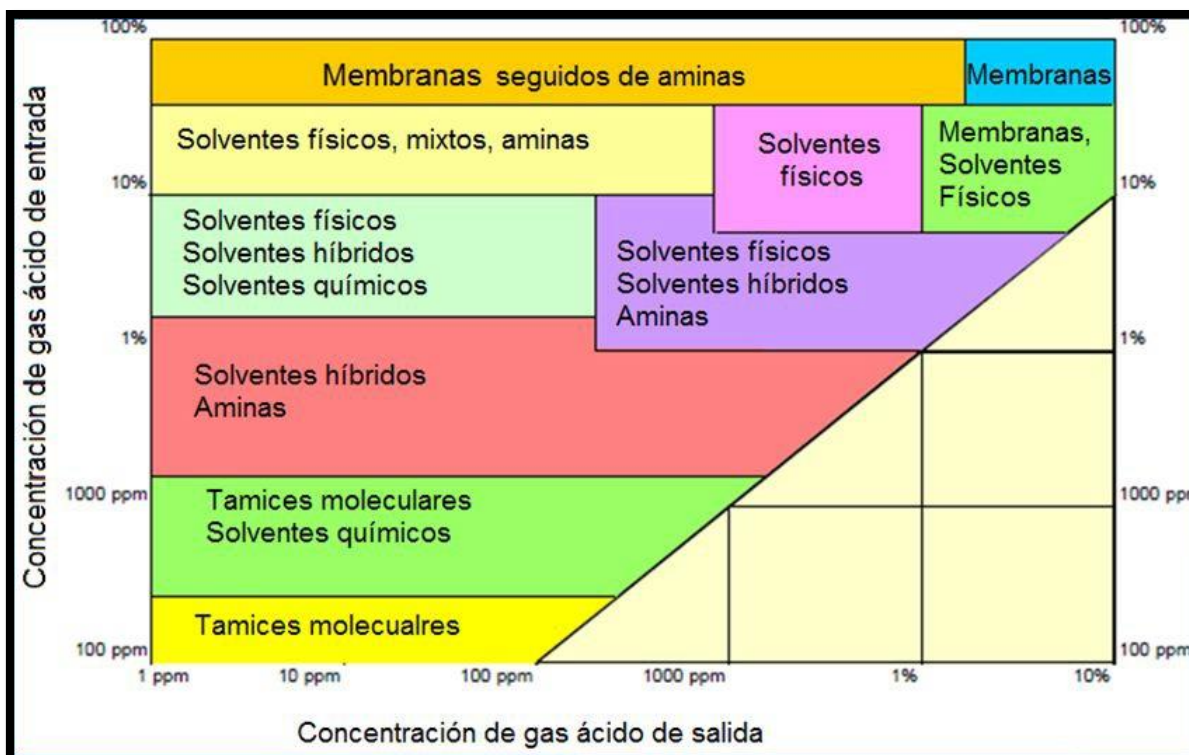
El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. El dióxido de carbono es soluble en agua, y la solución generada puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, de aquí la propiedad corrosiva que el CO₂ presenta en presencia de agua.

Los distintos procesos de endulzamiento se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Procesos de conversión directa
- Nuevos procesos (membranas)
- Procesos con solventes físicos
- Procesos con solventes químicos
- Procesos con solventes híbridos o mixtos



Tabla 5.1.- Tipos de solventes de acuerdo a las concentraciones de gas ácido de entrada y de salida



5.1 Procesos de conversión directa

Los procesos de conversión directa se caracterizan por la selectividad hacia la remoción del H_2S . El sulfuro de hidrogeno es removido de la corriente de gas, por un solvente que circula dentro del sistema, el cual puede ser reducido fácilmente por el H_2S y rápidamente oxidado por el aire, produciendo azufre elemental. Los procesos comerciales más conocidos son: Stretford, Takahax y Ferrox.



5.2 Mallas moleculares

Las mallas moleculares son lechos fijos que operan con ciclos de trabajo y también se pueden utilizar para deshidratar el gas natural. Se usan para absorber físicamente los componentes ácidos (H_2S y CO_2) y luego se regeneran utilizando temperaturas elevadas o descensos de presión.

5.3 Membranas

La separación se logra aprovechando la ventaja en las diferencias de afinidad/difusividad que poseen las membranas. El agua, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno son moderadamente altos difusores, lo que indica que pueden difundir más fácilmente que los hidrocarburos, utilizando la misma fuerza impulsora. Por otro lado los gases lentos, son aquellos que permanecen en la parte anterior de la membrana sin difundir.

5.4 Procesos con solventes físicos

En estos procesos, el solvente físico absorbe el contaminante como gas en solución, sin que se presenten reacciones químicas, y son regenerados con disminución de presión y aplicación de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento. Se caracterizan por su capacidad de absorber, de manera preferencial, diferentes componentes ácidos de la corriente de hidrocarburos.

Principalmente los procesos de absorción física son utilizados cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes; obviamente que mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas, mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en solución.



Los procesos físicos tienen alta afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados, el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos y su separación no es económicamente viable. Los principales procesos comerciales que utilizan solventes físicos son: Selexol, Solvente Flúor y Rectisol.

5.5 Procesos con solventes híbridos o mixtos

En este tipo de procesos se trabaja con la combinación de solventes físicos y químicos. Lógicamente, presenta las características de ambos.

La regeneración se logra por la separación en múltiples etapas y fraccionamiento. Se puede remover CO_2 , H_2S , COS , CS_2 y mercaptanos dependiendo de la composición del solvente. La selectividad hacia el H_2S se logra ajustando la composición del solvente y/o el tiempo de contacto. Los principales procesos comerciales que utilizan solvente híbridos son: Sulfinol-D, Sulfinol-M y Optisol.

5.6 Procesos con solventes químicos

En estos procesos, el gas que se va a tratar se pone en contacto en contracorriente con una solución de un componente activo que reacciona con los gases ácidos para formar compuestos inestables, solubles en el solvente. El componente activo de la solución puede ser una alcanolamina o una solución básica, con o sin aditivos. El contacto se realiza en una torre conocida como contactora en la cual la solución ingresa por la parte superior y el gas por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles; por lo tanto, la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los



proceso con aminas son los más conocidos de esta categoría y en segundo lugar los procesos con carbonato.

En este proceso, la torre contactora debe trabajar en condiciones de baja temperatura y alta presión de manera que se favorezca la reacción entre el gas y el solvente químico. Por otro lado, en la regeneración se debe trabajar en condiciones contrarias a las mencionadas, o sea a alta temperatura y baja presión, de manera de favorecer la liberación de los gases ácidos.

Las principales desventajas de este método son: la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las reacciones. Los principales procesos con solventes químicos son: MDEA, MDEA activada y Benfield (con carbonato de potasio)

5.7 Proceso con Aminas

La absorción química utilizando alcanolaminas forma parte de los procesos más frecuentemente usados y de los más eficientes. En el tratamiento de gas se utilizan soluciones acuosas de aminas para remover sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). Los distintos tipos de amina que se pueden utilizar son los siguientes:

- Monoetanolamina (MEA)
- Dietanolamina (DEA)
- Diisopropanolamina (DIPA)
- Metildietanolamina (MDEA)
- Diglicolamina (DGA)



Las aminas son compuestos químicos orgánicos derivados del amoníaco como resultado del cambio en las moléculas de hidrogeno por un radical alquilo. El orden de la amina depende de cuantos carbonos acompañen al grupo hidroxilo (OH) en su composición. El grupo hidroxilo sirve para reducir la presión de vapor y aumentar la solubilidad del agua, mientras que el grupo amino (NH₂) proporciona la alcalinidad necesaria para causar la absorción de gases ácidos (Sánchez, 2006).

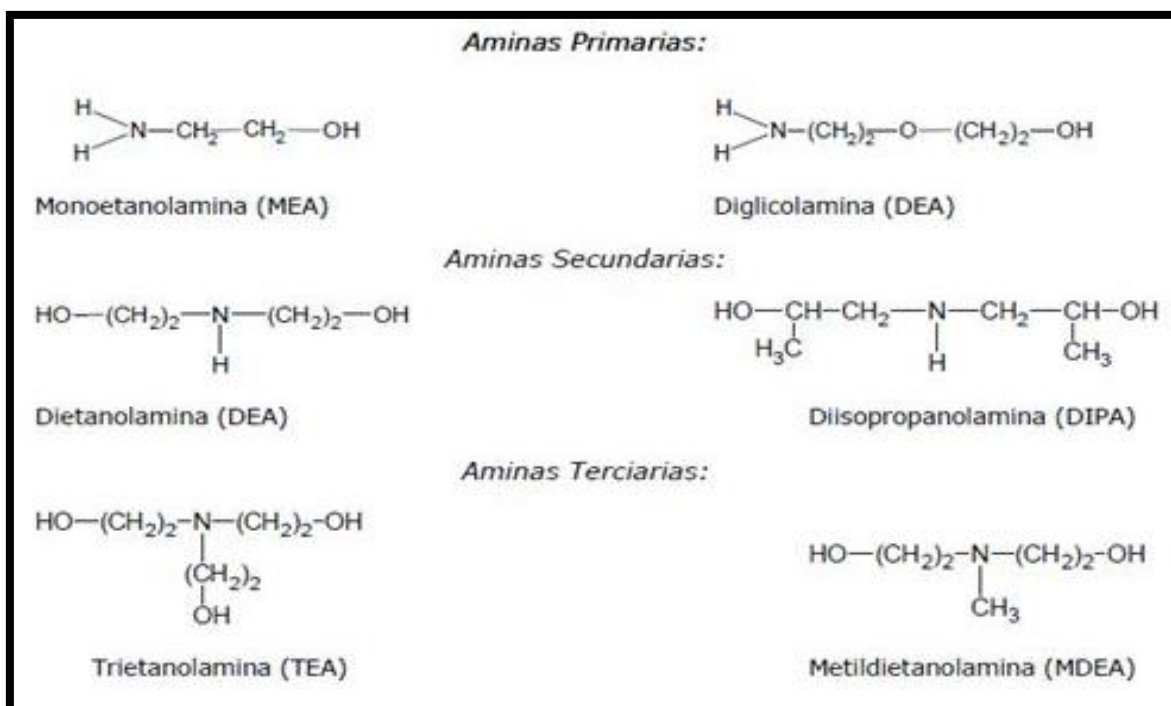


Figura 5.1.- Fórmula estructural de las aminas primarias, secundarias y terciarias

Monoetanolamina (MEA): Es la más reactiva de las etanolaminas. Se utiliza preferencialmente en procesos no selectivos de remoción del CO₂ y del H₂S, aunque algunas impurezas tales como el COS, CS₂ y el oxígeno tienden a degradar la solución, por lo cual no se recomiendan en esos casos. Con MEA, se logran concentraciones muy bajas de CO₂/H₂S. Es útil en aplicaciones donde la presión parcial del gas ácido en la corriente de entrada es baja. La corrosión y la formación de espuma es el principal problema operacional al trabajar con MEA. El



porcentaje en peso de ésta en la solución se limita al 15%, debido a esto se requiere de cantidades considerables de solución en el sistema, lo que implica una demanda calórica alta.

Dietanolamina (DEA): Es mucho menos corrosiva que la MEA, pero la solución se vuelve muy viscosa en concentraciones altas.

La reacción de DEA con COS y CS₂ es más lenta que con la MEA, y los productos de la reacción son distintos, lo que causa menores pérdidas de amina al reaccionar con estos gases. Tiene una presión de vapor más baja, por lo cual las pérdidas de solución de amina por evaporación son menores, y funciona bien en absorbedores de baja presión.

La DEA se usa para endulzar corrientes de gas natural que contengan un total de 10% o más de gases ácidos a presiones de operación de unos 2.4 kg/cm² o mayores.

Diisopropanolamina (DIPA): Es una amina secundaria como la DEA, tiene una gran capacidad para transportar gas ácido, pero debido al alto peso molecular del solvente, requiere de tasas másicas muy altas.

Metildietanolamina (MDEA): Es una amina terciaria que reacciona lentamente con el CO₂, por lo tanto para removerlo, se requiere de un mayor número de etapas de equilibrio de absorción. Su mejor aplicación es la remoción selectiva del H₂S cuando ambos gases están presentes (CO₂ y H₂S).

Una ventaja de la MDEA, para la remoción del CO₂ es que la solución contaminada o rica se pueda regenerar por efectos de una separación flash.

Otra ventaja que puede ofrecer la MDEA sobre otros procesos con amina es su selectividad hacia el H₂S en presencia de CO₂. En estos casos la MDEA es más favorable.



Diglicolamina (DGA): Es una amina primaria como la MEA en cuanto a la reactividad, pero tiene mejor estabilidad y baja presión de vapor, esto permite el uso de concentraciones relativamente altas, entre 50-70% en peso.

Una de las desventajas es que la química es más costosa y da productos de degradación que no son regenerables cuando están presentes el CO_2 con COS y H_2S . La solución utilizada es de 65% en peso de DGA. La degradación de la solución absorbadora de amina se evita con el uso de una técnica de recuperación por alta temperatura, la cual purifica la solución.

5.8 Calidad del agua para la solución

Se recomienda utilizar agua desgasificada y desmineralizada para la disolución de la pre mezcla de amina. Se recomienda el uso de agua libre de oxígeno o por debajo de 10 ppm (10,000 ppm = 1% en peso) en composición para proteger el disolvente y para mantener baja corrosión.

Para los iones y las partículas no se deben exceder los siguientes límites máximos en la solución:

- Max. 1 a 2 ppm (en peso) de Cl^-
- Max. 3 ppm (en peso) de Na^+
- Max. 3 ppm (en peso) de K^+
- Max. 5 ppm (en peso) de Si
- Max. 10 ppm (en peso) de Fe disuelto
- Max. 50 ppm (en peso) para dureza total, expresada en términos de Ca^{2+}

5.9 Equipos de Planta de Amina

Los equipos que integran la planta de endulzamiento son:



Separador de entrada: Se encarga de separar los agentes contaminantes que lleguen a la planta de tratamiento de gas, tales como partículas sólidas, hidrocarburos, etcétera, que pueden generar problemas de espuma, corrosión, entre otros.

Torre contactora (Absorbedora): Es uno de los equipos principales de la planta junto con la torre regeneradora. Es una torre de platos (20 aproximadamente) de intercambio gas-líquido. El gas ácido entra por la parte inferior de la torre y la amina pobre por la parte superior de la misma. En cada plato se realiza una reacción de equilibrio entre ambos, y el gas sale por la parte superior con un bajo porcentaje de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Esta torre trabaja a altas presiones y bajas temperaturas, esto se debe a que el gas es tomado directo del gasoducto, siendo transportado a una presión aproximada de 40 kg/cm^2 .

La amina pobre al salir de la torre es denominada "amina rica" debido a que ha aumentado su concentración en componentes ácidos.

Tanque de venteo: Se utiliza para recuperar los hidrocarburos disueltos en la solución, ya que provocan la generación de espuma en el equipo siguiente (torre regeneradora).

Este equipo trabaja a bajas presiones (4 kg/cm^2), esta disminución de presión hace que los hidrocarburos disueltos se vaporicen y arrastren una pequeña cantidad de CO_2 .

Intercambiador Amina-Amina: Se calienta la amina rica para facilitar la desorción del gas de la solución. Además, se aprovecha el calor de la amina pobre regenerada, disminuyendo así el requerimiento energético del calentador del sistema de regeneración. El intercambiador trabaja a una presión menor que la del tanque flash esto produce que a medida que se calienta la amina rica libere gases ácidos, tal situación se debe evitar ya que el sistema se vuelve muy corrosivo. Para disminuir este efecto se puede colocar una válvula de control que regule el



flujo de salida del intercambiador para que este opere a la misma presión que el tanque flash.

Torre regeneradora: Esta torre al igual que la torre contactora trabaja en contracorriente, en ella se elimina el CO_2 y H_2S de la amina, regenerando la misma para utilizarla nuevamente. Está constituida por 18 platos (aproximadamente) de contacto gas-líquido, un condensador de productos de cabeza y un rehervidor. La solución ácida entra en contacto con una corriente de vapor de agua, el cual es generado en el rehervidor de fondo, vaporizando parte del agua contenida en la solución de amina rica. A medida que se aumenta la cantidad de vapor aumenta la cantidad de CO_2 y H_2S despojado, de allí que también se utilice “vapor de stripping” para aumentar la eficiencia de la torre.

El condensador actúa como un separador gas líquido, el vapor se condensa y se utiliza como reflujo de la torre mientras que el gas removido es incinerado.

Tanque de almacenamiento: En este tanque se almacena la amina pobre recuperada, y se reponen las pequeñas pérdidas que se pueden haber generado en el proceso. Se debe tener cuidado que la solución agregada mantenga la proporción amina/agua, si no la planta trabajará de manera ineficiente.

Se debe evitar que la amina en el tanque entre en contacto con el aire ya que reaccionará perdiendo su propiedad de absorción. Para prevenir esta situación se coloca un colchón de gas inerte en el tanque.

Filtros: Antes que la amina vuelva al proceso se le hace circular a través de filtros para remover partículas sólidas, contaminantes producto de la corrosión.

Estos dispositivos deben ser reemplazados o limpiado periódicamente para evitar la saturación por suciedad. La saturación de un filtro se puede observar mediante el aumento de la caída de presión a través de éste

Enfriador: Al trabajar la torre de regeneración a altas temperaturas, la amina pobre saldrá caliente, por ello no se la puede introducir directamente a la torre contactora ya que se disminuirá su capacidad de retención de gases ácidos. El enfriador logra disminuir la temperatura de la amina recirculada hasta aproximadamente 10 °C por encima de la temperatura a la cual entra a la torre contactora a la corriente gaseosa a tratar.

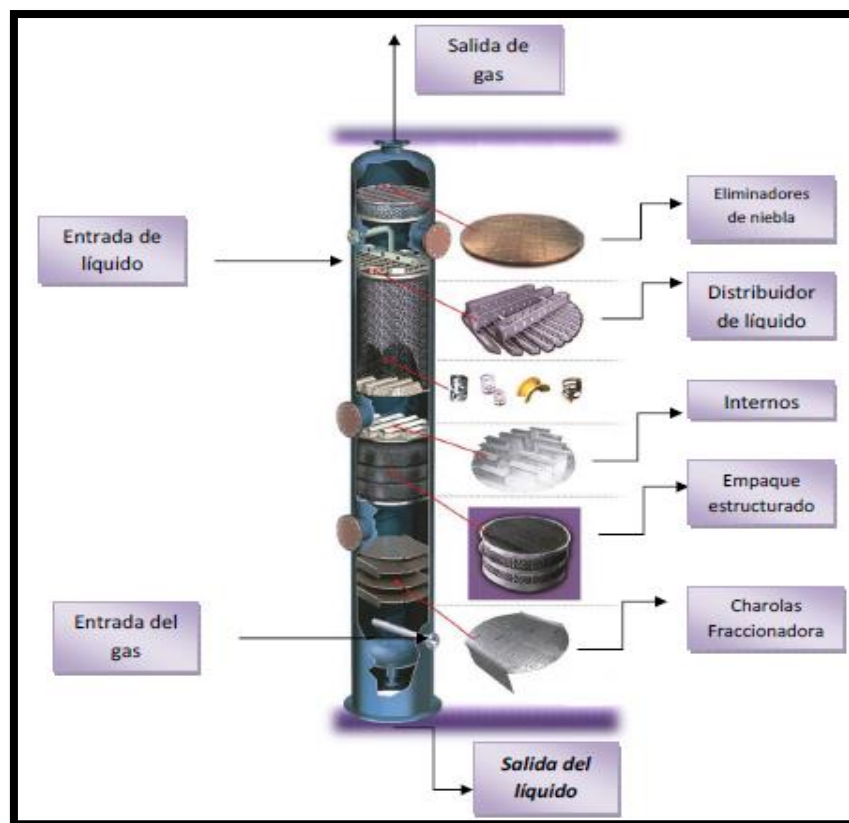


Figura 5.2.- Diagrama de los componentes internos de la torre contactora



5.10 El Proceso de Acondicionamiento del Gas Amargo

El gas amargo antes de ser endulzado pasa por un tratamiento para remover partículas de agua y lodo, mediante sistemas de impacto o golpe que consisten en membranas que se encargan de remover el agua residual, es importante esto porque si estas partículas de agua o lodo entran a la torre contactora podrían causar problemas de espumas, contaminación o corrosión que dan lugar a pérdidas de disolvente y una baja eficiencia del proceso de endulzamiento.

El gas amargo entra por la parte inferior de la columna vertical de la torre contactora y por diferencia de densidades fluye hacia la parte superior de la torre a través de empaques perforados o platos que permiten el contacto entre la solución de amina y el gas; para salir finalmente en la parte superior como gas dulce, es decir sin H_2S Y CO_2 .

Dentro de la torre circula en contra corriente al gas la solución líquida de amina, que absorbe los gases ácidos (generalmente esta solución contiene en mayor proporción MDEA y en menor MEA). Esta solución líquida cuando entra por el domo se le conoce como amina pobre y sale por la parte inferior como amina rica (ya que contiene los gases ácidos absorbidos). Posteriormente la corriente de amina rica en gases ácidos es enviada a un tanque de venteo con el fin de separar los hidrocarburos disueltos en esta corriente por medio de caídas de presión, así los hidrocarburos ligeros se separan de los hidrocarburos pesados; para que después se separen de las alcanolaminas. Tras el paso por el tanque, esta corriente se calienta en un intercambiador de calor para preparar su entrada a la torre regeneradora, es importante decir que la torre regeneradora es una torre similar que la torre contactora, en cuanto a sus características de diseño.

La amina rica entra por la parte superior de la torre regeneradora, para ponerse en contacto con el flujo de vapor proveniente del rehervidor. Esta acción provoca que el vapor de agua arrastre los gases ácidos hacia la parte superior de

la torre, mientras que la amina regenerada sale por la parte inferior.

La amina pobre es bombeada en dirección a un enfriador, para que esté lista para ser usada nuevamente en la torre contactora. Después del enfriador y antes de la torre contactora se encuentra un tanque de almacenamiento de amina, el cual nos permite preparar la solución de amina.

Los gases ácidos que se obtienen de la parte superior de la torre regeneradora entran a un condensador y a un separador con el fin de separar las partículas líquidas de los gases ácidos.

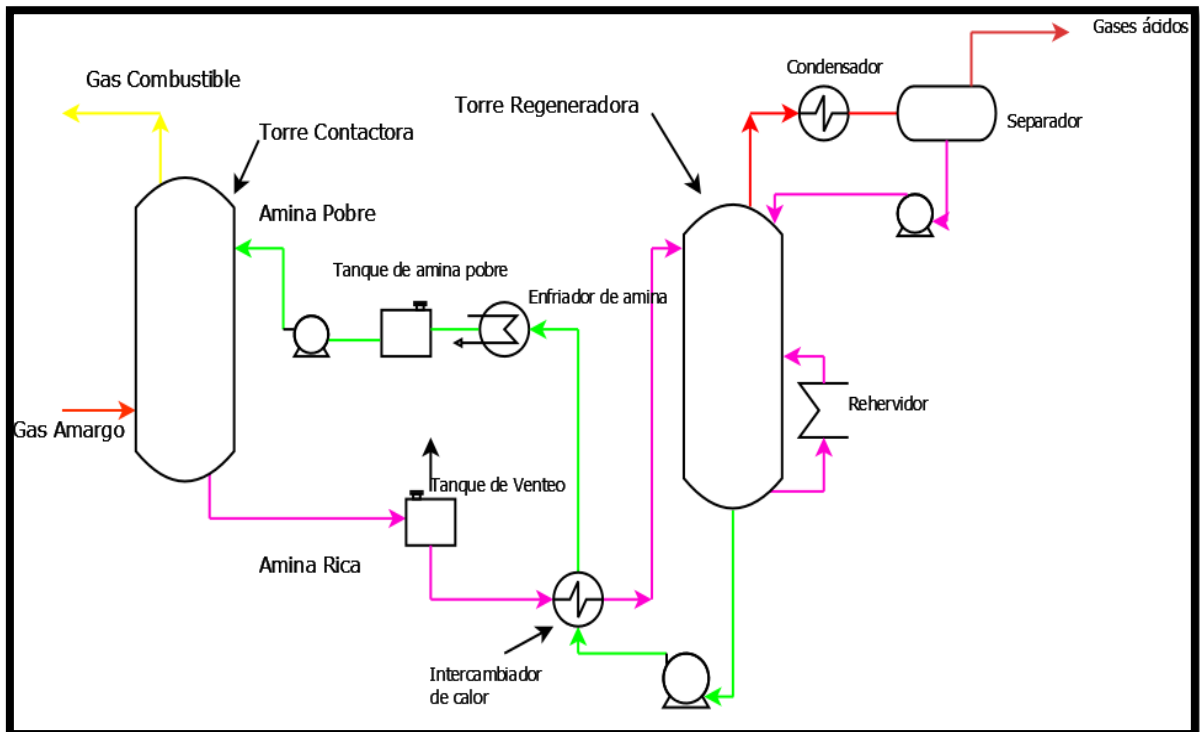


Figura 5.3.- Diagrama del proceso de Endulzamiento en FPSO (Elaboración propia)

Capítulo 6

Sistema de generación eléctrica

El barco de proceso FPSO está equipado con un sistema autónomo de generación eléctrica, diseñado para proveer energía eléctrica a todo el buque, como sistemas de bombeo, sistemas de compresión, sistemas de calentamiento, sistemas de mezclado, sistemas auxiliares, etcétera.

La energía eléctrica que se consume en el barco, se produce básicamente al transformar la energía cinética en energía eléctrica; para ello se utilizan motores de combustión interna o turbinas de gas y generadores síncronos.

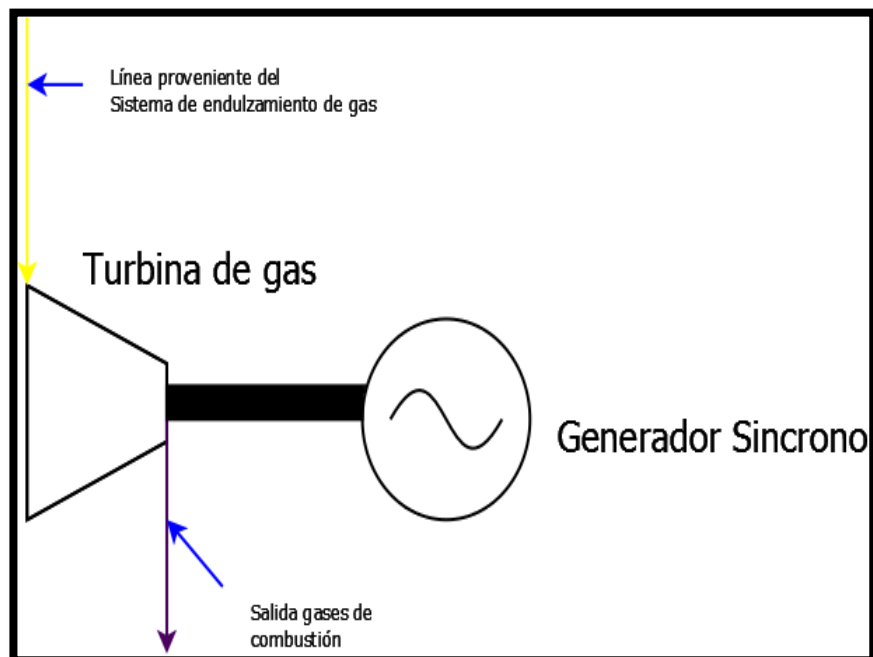


Figura 6.1.- Diagrama de planta de un Sistema de Generación Eléctrica (Elaboración propia)

Las turbinas que provocan el movimiento de los generadores, operan con gas combustible (o diésel), derivado del endulzamiento del Gas Amargo.

El gas combustible alimenta a las turbinas de gas, provocando así un movimiento rotatorio que es transmitido por medio de un eje a los generadores. Mediante este movimiento transforman la energía mecánica en energía eléctrica.

6.1 Turbina de gas

La turbina de gas se considera como un motor de combustión interna dentro del cual se genera una combustión y expansión del gas que será transformada en energía mecánica de rotación aprovechable. Esto se realiza mediante determinados procesos termodinámicos.

Las turbinas de gas pueden trabajar en plantas térmicas o en plantas de cogeneración, pero también pueden hacerlo en campos aeronáuticos o marítimos.

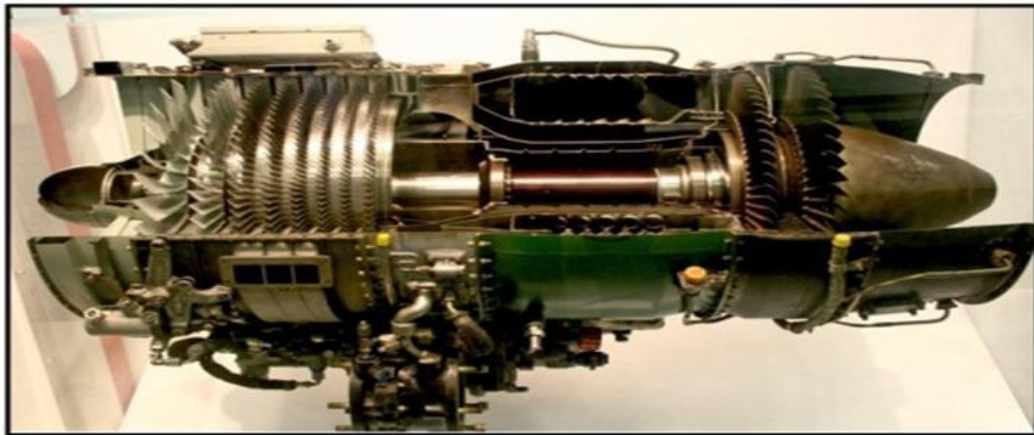


Figura 6.2.- Turbina de gas

El ciclo de operación de una turbina de gas, es un ciclo termodinámico cerrado llamado “Ciclo Brayton Simple”.

El Ciclo de Brayton describe el comportamiento ideal de un motor de turbina de gas. Las etapas del proceso son las siguientes y se ejemplifican en las figura 6.3 y 6.4:

- Admisión: El aire entra por la boca de la turbina.
- Compresión: El aire es comprimido y dirigido hacia la cámara de combustión mediante un compresor (movido por la turbina). Puesto que esta fase es muy rápida, se modela mediante una compresión adiabática A-B.
- Cámara de combustión: Se genera una chispa, que junto con el gas y aire comprimido generaran una combustión. Puesto que la cámara de combustión está abierta el gas puede expandirse, por lo que el calentamiento se modela como un proceso isobárico B-C.
- Turbina: El gas caliente pasa por la turbina, provocando su movimiento. En este paso el gas se expande y se enfría rápidamente, lo que se describe mediante una expansión adiabática C-D.
- Escape: Por último, el gas enfriado (pero a una temperatura mayor que la inicial) es dirigido hacia la salida de los gases de combustión. En el diagrama presión-volumen esto corresponde a un enfriamiento a presión constante D-A.

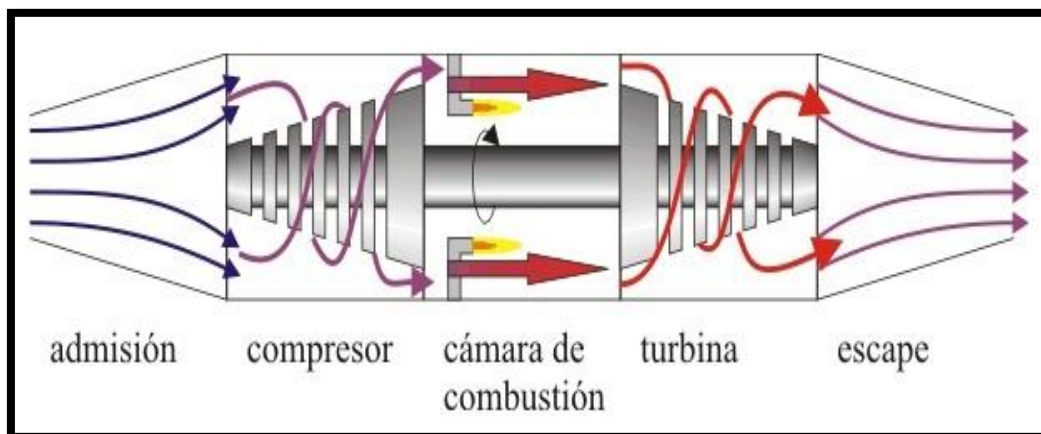


Figura 6.3.- Esquema de una Turbina de gas

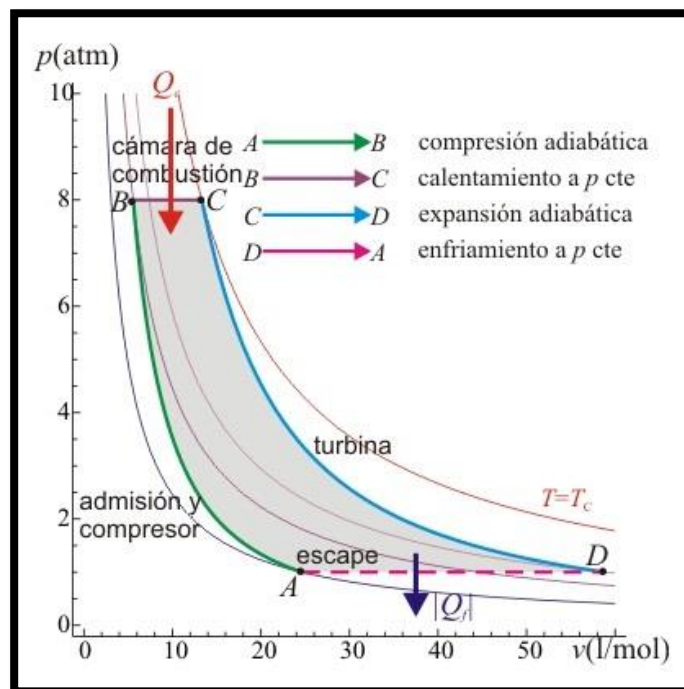


Figura 6.4.- Ciclo de Brayton

6.2 Funcionamiento de la Turbina

Se aprovecha el Gas Combustible a través de la admisión del compresor desde donde se envía aire comprimido a la cámara de combustión, (flechas moradas en la figura 6.3) en la cual el combustible entra con un caudal constante y mantiene así una llama continua (las flechas en la figura 6.3 indican la dirección del flujo). La ignición inicial se obtiene generalmente por medio de una chispa (dispositivo de puesta en marcha). El gas calentado en la cámara de combustión o combustor, se expande a través de toberas o paletas fijas y adquiere una elevada velocidad. Parte de la energía cinética de la corriente del gas es cedida a los álabes de la turbina. Una fracción de esta energía se emplea para accionar el compresor y el resto para producir trabajo (Francisco Jaime Mejía, 2002).

Partes que conforman una turbina

Una turbina de gas consta básicamente de un compresor, una cámara de combustión o combustor, la turbina, la tobera de escape y los accesorios. Para mejorar el rendimiento de la turbina se coloca un regenerador:

- El compresor: Está ubicado en la sección frontal de la turbina y es el elemento por el cual se introduce en forma forzada el gas desde el exterior.

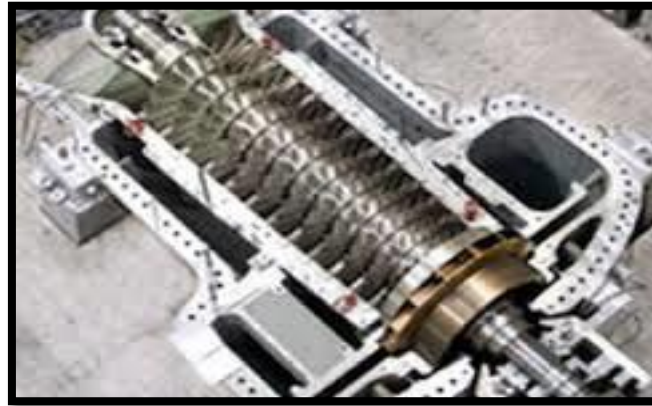


Figura 6.5.- Foto de la estructura interna de un Compresor

Esta pieza, por la disposición de sus aletas, permite que el flujo sea “aspirado” hacia el interior de la turbina.

- La cámara de combustión o combustor: Se fabrican de tipo cilíndrico (can type) o en forma de anillo (anular type). Debe llevar el gas a temperatura uniforme con mínimas diferencias de presión. Generalmente se fabrican metálicos y se enfrían con el gas entrante, aunque actualmente también se están construyendo de cerámica, para lograr una mayor eficiencia térmica.

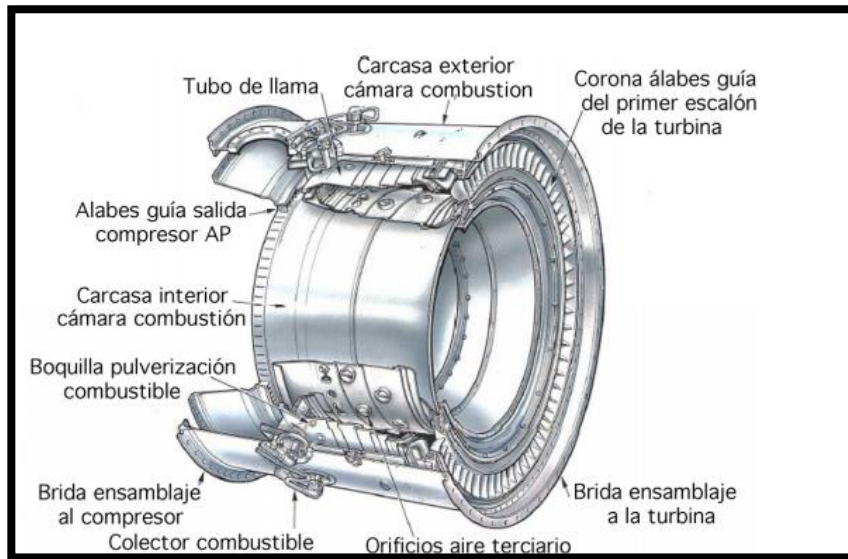


Figura 6.6.- Esquema de Cámara de combustión

- Las turbinas: Son casi siempre de flujo axial (axial flow), excepto algunas de pequeñas dimensiones que son de flujo radial (radial flow) dirigido hacia el centro.



Figura 6.7.- Foto de los álabes de una Turbina

- La tobera del escape: Para favorecer el constante flujo de gas en el interior de la turbina y poder dirigir efectivamente el gas proveniente de su rueda, se utiliza un aditamento cónico.



Figura 6.8.- Tobera de escape

- Accesorios: También posee varios dispositivos auxiliares tales como filtros, dispositivos de regulación de velocidad, de lubricación, de alimentación del combustor y de puesta en marcha. Estos dispositivos dependen de las características de velocidad y de la relación peso/potencia.

(Francisco Jaime Mejía, 2002)

6.3 Maquinas Síncronas

Las máquinas síncronas transforman energía mecánica (en la modalidad de movimiento rotatorio) en energía eléctrica (en la modalidad de corriente alterna), o bien, energía eléctrica en mecánica (Víctor Pérez, 1992). Son convertidores electromecánicos de energía con una pieza giratoria denominada rotor o campo, cuya bobina se excita mediante la inyección de una corriente continua y una pieza fija denominada estator o armadura, por cuyas bobinas circula corriente alterna.

En el caso en el que transforman la energía eléctrica en energía mecánica trabajan como motores síncronos y en el caso en el que transforman la energía mecánica en eléctrica lo hacen como generadores síncronos (Víctor Pérez, 1992).

En la figura 6.9 se muestra la representación de la máquina síncrona en forma de diagrama de bloque. Cuando la energía fluye de izquierda a derecha, la máquina trabaja como motor, y cuando fluye de derecha a izquierda, como generador (Víctor Pérez, 1992).

Las maquinas síncronas se utilizan en mayor medida como generadores de corriente alterna que como motores de corriente alterna, ya que no presentan par de arranque y hay que emplear diferentes métodos de arranque y aceleración hasta la velocidad de sincronismo (Sergio Tirado, 2012).

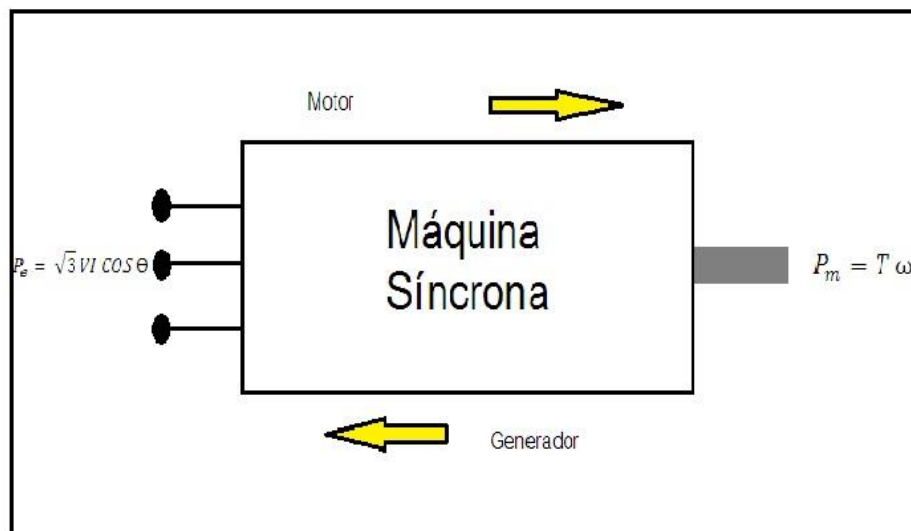


Figura 6.9.- Diagrama de bloque de una Máquina Síncrona (Víctor Pérez, 1992)

Algunas de sus características son:

- Se usan típicamente en sus dos modalidades, es decir, como generador y como motor



- El generador síncrono puede trabajar aisladamente (como una planta de emergencia)
- La máquina síncrona no tiene deslizamiento y gira exactamente a la velocidad síncrona
- Velocidad síncrona: Es la velocidad de giro de un motor cuando esta se acopla a la velocidad de sincronía (60 ciclos por segundo).
- Las energías suelen medirse en la unidad de tiempo, o sea bajo el concepto de potencia.

(Víctor Pérez, 1992)

- La potencia eléctrica: Es la velocidad a la que se consume la energía. La potencia se mide en Joule por segundo [J/seg] y se representa como "Pe".

Un [J/seg] equivale a 1 Watt [W], por lo tanto cuando se consume 1 Joule de potencia en un segundo, estamos gastando o consumiendo 1 Watt de energía eléctrica. Se expresa como:

$$P_e = V * I. \dots\dots\dots (6.1)$$

Dónde:

V = Voltaje [Volts]

I = Intensidad de corriente [Amperes]

- Potencia mecánica: Es la cantidad de fuerza aplicada a un cuerpo en relación a la velocidad con que se aplica. Se expresa como:

$$P_m = T * \omega. \dots\dots\dots (6.2)$$

Dónde:

T = Momento o par [N*mts]

ω = Velocidad angular [rad/seg]

Un momento o par de fuerzas, es un sistema formado por dos fuerzas paralelas entre sí, de la misma intensidad, pero de sentidos contrarios. Al aplicar un par de fuerzas a un cuerpo se produce una rotación o torsión.

La velocidad angular es una medida de la velocidad de rotación; y es la rapidez con la que varía el ángulo en el tiempo.

Estructura

Desde el punto de vista mecánico, la máquina síncrona consta de dos grandes conjuntos de piezas:

- Estator: Abarca todo el grupo de partes inmóviles (o estáticas, de donde toma su nombre) (Víctor Pérez, 1992).



Figura 6.10.- Foto de un Estator

Rotor: Abarca todo el grupo de partes giratorias (o rotatorias, de donde toma su nombre) (Víctor Pérez, 1992).



Figura 6.11.- Foto de un Rotor

6.4 Generador Síncrono

Son aquellos dispositivos que son capaces de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. El generador síncrono está compuesto principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator. El principio de funcionamiento de un generador síncrono se basa en la ley de Faraday.

Para crear tensión inducida en el estator, debemos crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo, esto lo lograremos alimentando el rotor con una batería, este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo a través de él (Sergio Tirado, 2012).

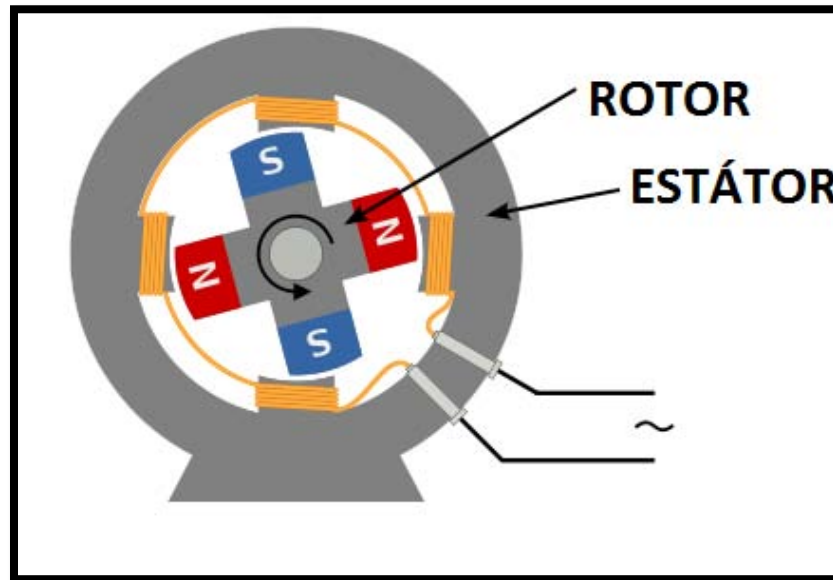


Figura 6.12.- Esquema de un Generador Síncrono

- Ley de Faraday: En una demostración clave de la inducción electromagnética, se conecta un galvanómetro con una espira y se hace mover un imán de un lado a otro por el eje de la espira. Mientras el imán se mantiene fijo nada sucede, pero cuando está en movimiento, la aguja del galvanómetro se desvía de un lugar a otro, indicando la existencia de corriente eléctrica y por ende de una fuerza electromotriz (fem) en el circuito espira-galvanómetro, figura 6.13. A partir de estas observaciones, puede concluirse que se genera una corriente en un circuito siempre que haya un movimiento relativo entre el imán y la espira.

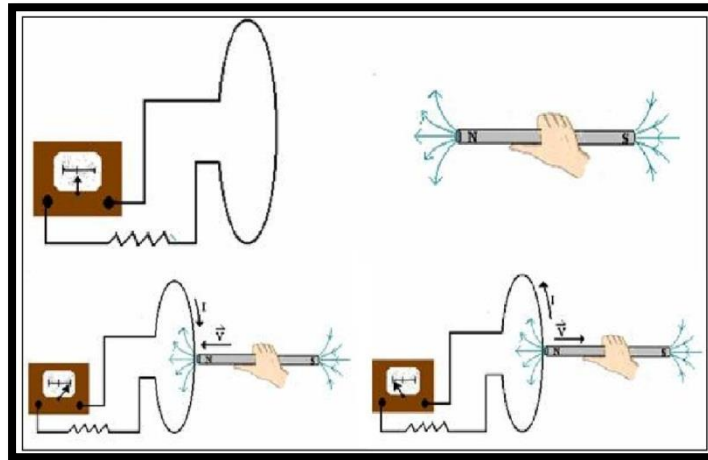


Figura 6.13.- Ley de Faraday.

- Galvanómetro. es un aparato que se emplea para indicar el paso de pequeñas corrientes eléctricas por un circuito y para la medida precisa de su intensidad.

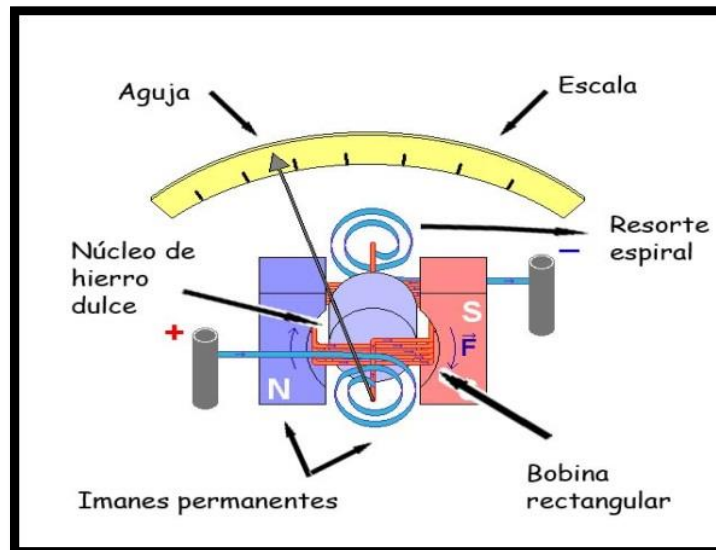


Figura 6.14.- Galvanómetro



Partes de un generador síncrono

Están formados por varios elementos, sin embargo, las partes principales son: el estator, el rotor, la carcasa, la base, la caja de conexiones, las tapas y los cojinetes (Sergio Tirado, 2012).

- **Estator**: El estator es el elemento que opera como base, permitiendo que desde este punto se lleve a cabo la rotación del generador. El estator no se mueve mecánicamente, pero sí magnéticamente. Existen dos tipos de estatores:
 - Estator de polos salientes
 - Estator ranurado

El estator está constituido principalmente de un conjunto de láminas de acero al silicio (al cual se le llama “paquete”), que tienen la habilidad de permitir que pase a través de ellas el flujo magnético con facilidad; la parte metálica del estator y los devanados proveen los polos magnéticos.

Los polos de un motor siempre son pares (pueden ser 2, 4, 6, 8, 10, etc.), por ello el mínimo de polos que puede tener un motor para funcionar es dos (un norte y un sur).

- **Rotor**: El rotor es el elemento de transferencia mecánica, consta de pares de bobinas por las que circula corriente directa, generando polos magnéticos. Los rotores, son un conjunto de láminas de acero al silicio que forman un paquete, y pueden ser básicamente de tres tipos:
 - Rotor ranurado
 - Rotor de polos salientes
 - Rotor de jaula de ardilla



- **Carcasa:** La carcasa es la parte que protege y cubre al estator y al rotor. El material empleado para su fabricación depende del tipo de generador, de su diseño y su aplicación. Así pues, la carcasa puede ser:
 - Totalmente cerrada.
 - Abierta
 - A prueba de goteo
 - A prueba de explosiones
 - De tipo sumergible
- **Base:** La base es el elemento en donde se soporta toda la fuerza mecánica de operación del motor, puede ser de dos tipos:
 - Base frontal
 - Base lateral
- **Caja de Conexiones:** Los generadores eléctricos cuentan con una caja de conexiones que es un elemento que protege a los conductores que alimentan al motor, resguardándolos de la operación mecánica del mismo, y contra cualquier elemento que pudiera dañarlos.
- **Tapas:** Son los elementos que van a sostener en la gran mayoría de los casos a los cojinetes o rodamientos que soportan la acción del rotor.
- **Cojinetes:** También conocidos como rodamientos, contribuyen a la óptima operación de las partes giratorias del rotor. Se utilizan para sostener y fijar ejes mecánicos, y para reducir la fricción, lo que contribuye a lograr que se consuma menos potencia. Los cojinetes pueden dividirse en dos clases generales:
 - **Cojinetes de deslizamiento:** Operan con base al principio de la película de aceite, esto es, que existe una delgada capa de lubricante entre la barra del eje y la superficie de apoyo (bujes).



Figura 6.15.- Cojinete de deslizamiento.

- Cojinetes de rodamiento: Se trata de un elemento que sirve como apoyo a un eje y sobre el cual éste gira. Se utilizan con preferencia en vez de los cojinetes de deslizamiento porque tienen un menor coeficiente de fricción, especialmente en el arranque, son compactos en su diseño, tienen una alta precisión de operación, no se desgastan tanto como los cojinetes de tipo deslizante, se reemplazan fácilmente debido a sus tamaños estándares.



Figura 6.16.- Cojinete de rodamiento



6.5 Sistema de Generación Eléctrica en los FPSO

Como ya se ha mencionado la turbina puede utilizar como combustible: gas que proviene del sistema de acondicionamiento (endulzamiento) o diésel.

El gas es comprimido junto con aire en la etapa de compresión de la turbina, para que esta mezcla de gases entre a la cámara de combustión en la mayor cantidad posible.

En la cámara de combustión se genera una chispa, que a su vez genera una combustión de la mezcla de gases. La combustión genera una expansión volumétrica abrupta de los gases, estos gases de combustión que salen de la cámara tienen la energía suficiente para mover los alabes de la turbina, provocando el movimiento rotatorio. La turbina a su vez hace girar un eje al que está conectado el generador síncrono.

El generador como ya se mencionó cuenta con dos piezas principales, que son el rotor y el estator. Para que el rotor pueda contar con pares magnéticos, se hace pasar corriente directa a través de sus bobinas; la corriente directa que se imprime a las bobinas del rotor a través de las escobillas genera los polos magnéticos y el movimiento de estos polos magnéticos en conjunto con el estator generan la energía eléctrica alterna.



Capítulo 7

Sistema de almacenamiento de hidrocarburos producidos

El almacenamiento continúa siendo una actividad indispensable en el transporte y manejo de hidrocarburos. La selección del tipo y tamaño de tanque está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

Los tanques de almacenamiento son los dispositivos que permiten guardar la producción hasta que exista un mercado para su venta o bien hasta que se tenga sitio para su refinación. Mientras el almacenamiento se lleva a cabo, el control del producto almacenado es de suma importancia.

Para que el almacenamiento de crudo se lleve a cabo es importante que dicho crudo se encuentre “estabilizado”; se considerará aceite crudo estabilizado a aquél que no libera gas a presión y temperatura de tanque.

7.1 Estabilización del crudo

Como vimos en el capítulo dos sistema de separación de aceite y gas, el crudo proveniente del yacimiento tiene disuelto gran cantidad de gas que debe ser separado del líquido por medio de procesos de separación. El objetivo del proceso de estabilización del crudo es remover las fracciones ligeras para obtener la máxima recuperación de aceite.



Con la estabilización se evita que por efectos de presión y temperatura a las que se ve expuesto el tanque, se vaporicen partículas ligeras e intermedias, teniendo pérdidas volumétricas de líquido y peligro de sobrepresión en el tanque.

Una de las especificaciones que ha de cumplir el crudo estabilizado es el de tener una cantidad de ligeros tal que el transporte y almacenaje del aceite sea seguro. La manera de cuantificar esto es mediante la presión de vapor Reid (PVR) del crudo. Esta debe ser como máximo 10 a 12 (psia) (Wuotto, 2008).

Cabe señalar que si no se cumple este rango de valores de presión Reid (PVR) para exportación, se pueden tener las siguientes problemáticas:

- Se puede presentar incremento de presión en los tanques de almacenamiento.
- Dificultades en el proceso de refinación en lo que se refiere a capacidad y eficiencia del proceso.

7.2 Presión de Vapor

La principal propiedad física relacionada con la estabilización es la presión de vapor, que se debe al movimiento de las moléculas del gas. Por ejemplo, el metano tiene una presión de vapor más alta que la de cualquier hidrocarburo debido a que el movimiento molecular es más rápido que en los hidrocarburos con mayor número de átomos de carbono.

La presión de vapor es la presión que ejercen los vapores emanados de un líquido a determinada temperatura contra las paredes del recipiente que lo contiene cuando, se ha establecido el equilibrio entre el número de moléculas que abandonan el líquido y las que vuelven a su seno.



La presión de vapor de una mezcla de hidrocarburos, es igual a la sumatoria de los productos de la presión de vapor de cada componente por la fracción molar del componente en la mezcla.

7.3 Presión de Vapor Reíd (PVR)

Una prueba de presión de Vapor Reíd (PVR), es el procedimiento de prueba para determinar la presión de vapor del aceite crudo, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques atmosféricos. El objetivo de la prueba PVR fue proporcionar un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque atmosférico, vaporizará o no cuando su temperatura se eleve a 100 °F; esta cantidad se seleccionó como una temperatura probable que podría esperarse durante los meses de verano (Clemente, 2003).

La mayoría de los aceites crudos consideran valores promedios de PVR de 10 a 12 [psi] (69 a 83 [KPa]) misma que representa una presión de vapor verdadera PVV de 13.7 a 17.6 [psi] (94 a 121 [KPa]) a 100 [°F] (37.8 [°C]). (Wuotto 2008).

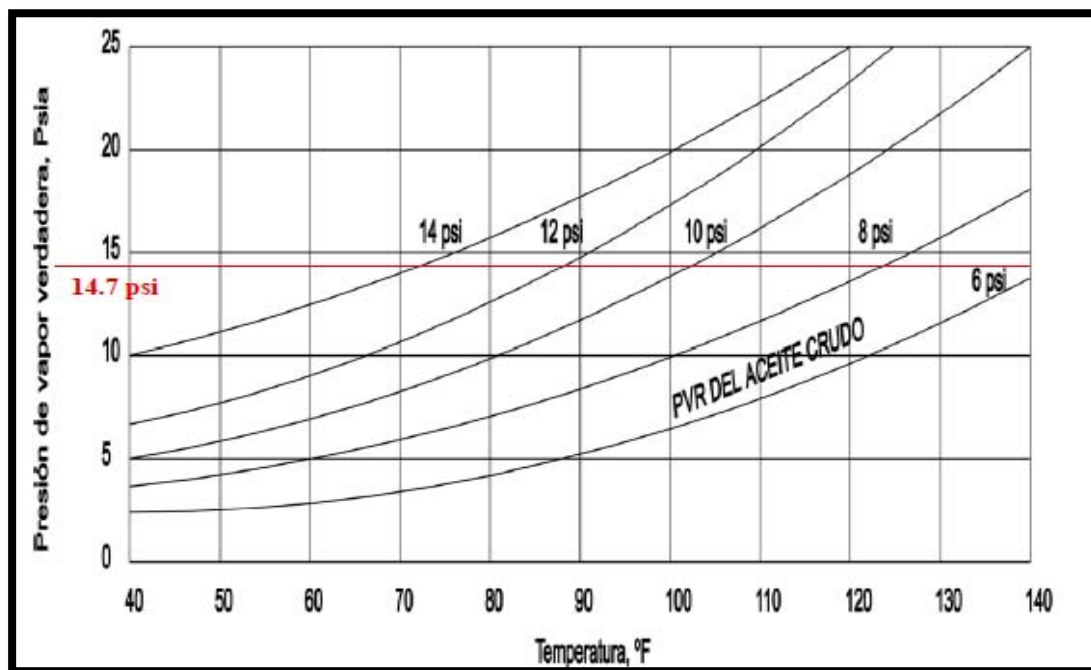


Figura 7.1.- Gráfica PVV vs PVR (unidades del sistema inglés) (Wuotto 2008)

7.4 Tipos de tanques para almacenamiento de hidrocarburos

El almacenamiento de hidrocarburos puede realizarse en tres tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y buque tanque.

Existe una gran variedad de tanques y su clasificación es igualmente amplia; los hay para productos líquidos y gaseosos. Los materiales que se han empleado para su construcción, han sido: madera, concreto, aluminio, plástico y acero inoxidable; siendo este último el de mayor demanda por su resistencia y durabilidad. Las formas también han sido variadas, aunque predomina la forma cilíndrica para el almacenamiento de grandes volúmenes. (Gómez 1987).

Existen dentro del almacenamiento de hidrocarburos líquidos, dos clasificaciones de tanques superficiales: Tanques de almacenamiento atmosféricos y tanques de almacenamiento a baja presión.



Los tanques de almacenamiento se clasifican de acuerdo a los siguientes criterios:

Según su construcción

- Para el almacenamiento de aceite:
 - Tanques verticales de techo fijo
 - Tanques verticales de techo flotante
 - Tanques horizontales de baja presión P_{atm} (camiones)
 - Tanques horizontales a $P > P_{atm}$. (cigarros)
 - Esféricos
 - Doble pared (criogénicos- GNL)
- Para el almacenamiento de gas natural se emplean:
 - Tanques superficiales de doble pared
 - Tanques superficiales de hormigón reforzado
 - Tanques subterráneos a baja temperatura
 - Tanque subterráneo de hormigón prensado

Según ubicación

- Terrestres
- Subterráneos
- Marinos (buque tanques)

Según tipo de techo

- Fijo
 - Cilíndrico con techo cónico
 - Cilíndrico con techo Geodésico
 - Cilíndrico con tapas cóncavas
- Flotante
 - Cilíndrico con techo flotante:
 - ✓ Interno
 - ✓ Externo
 - Cilíndrico con membrana flotante



Según sistema de sellado

- Sello primario tipo Pantógrafo
- Sello primario de espuma
- Sello secundario

En el caso de los FPSO, el almacenamiento es principalmente aceite, ya que el gas se envía a otras instalaciones para ser procesado, almacenado o vendido.

Cuando se trata de almacenamiento en buque tanques o FPSO's, las precauciones durante el vaciado y llenado de dichos tanques deben extremarse. En general toda maniobra cualquiera que sea, debe realizarse con sumo cuidado, pues el control de derrames o cualquier mal manejo ocasiona grandes pérdidas económicas y fuertes riesgos ambientales.

Las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escapes de vapores. Los dispositivos de control de vapores van colocados en el techo del tanque y su descarga es conducida por una tubería la cual puede ventearlos a la atmósfera o bien conducirlos a una unidad recuperadora de vapores.

7.5 Accesorios del tanque

Los tanques cuentan con diversos accesorios, cada uno de los cuales cumple una función específica. Algunos de estos accesorios son: líneas o cabezales de llenado y vaciado, válvulas de presión de vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel, registro de hombre (Manhole), escaleras, flotadores, soportes, etcétera.

7.6 Generalidades para el diseño de Tanques de almacenamiento

El material del cual están contruidos, posee características como: resistencia a la corrosión, al intemperismo, a la tensión, presión, etcetera.



Durante el diseño de un tanque y todos sus accesorios, se consideran condiciones extremas de presión y vacío.

Las paredes de los tanques son perfectamente herméticas de manera que se impide la formación de bolsas y la acumulación de líquido en su interior. Se destina un volumen para líquido y otro para vapores, este último no debe exceder el 20% del volumen total del tanque.

Existe una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio a las válvulas, de manera que puedan contenerse dentro del tanque los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del aceite. Todos los elementos que se encuentran bajo el nivel del líquido se diseñarán para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que estos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado.

La construcción y capacidad del tanque depende de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor.

7.7 Factores de diseño

En el diseño de los tanques de almacenamiento para líquidos debe tomarse en cuenta los siguientes factores:

- Presión interna tanto de llenado como de vaciado
- El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima
- El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material
- Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería y en ocasiones la carga por acumulación de nieve en el tech
- Cargas de empuje ocasionadas por el viento



- Cargas ocasionadas por terremotos
- Aislamiento y forros
- Esfuerzos a la tensión y a la compresión
- Esfuerzos de corte

7.8 Elementos del tanque de almacenamiento

- Boca de aforo: Abertura sobre el techo del tanque a través del cual se realizan las medidas y muestras para el aforo.
- tubo de aforo: Es un tubo ranurado utilizado para introducir la cinta de medición.
- Punto de referencia: Es un punto fijo situado en la boca del aforo de un tanque (techo fijo) o encima de ella, sobre el cual se sostiene la cinta mientras se realizan las medidas.
- Altura de referencia: Distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque. Esta distancia debe ser visible en la parte superior del tanque muy cerca de la boca de aforo.
- Sistema de medición local: Es el sistema con el que se toma la medida oficial de la altura de líquido. Este sistema de medición tiene incorporados protección por bajo nivel y protección por alto nivel, emitiendo una alarma en caso de sobrellenado.
- Válvulas de presión y vacío: Estas válvulas son necesarias ya que por ellas el tanque de almacenamiento respira debido al llenado o vaciado y altas temperaturas del hidrocarburo almacenado.
- Sellos de techo en tanques flotantes: El techo flota sobre el líquido, evitando la formación de vapor, minimizando las pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño al medio ambiente y riesgo de mezclas explosivas.



- El artesón: Construcción que se realiza dentro del tanque en la cual la succión queda inmersa dentro del mismo. Su función principal es la de evitar que el tanque succione agua del fondo mientras se encuentra bombeando.
- Equipo de drenaje automático: Está compuesto por un sensor aceite-agua, controlador de niveles, válvula de control y un registro. La función principal es que una vez que el tanque reciba producción, alcance un nivel de agua donde se requiera drenar automáticamente hasta un nivel predeterminado.

7.9 Tanques de Almacenamiento en los FPSO

El almacenamiento en barcos tiene una consideración importante a diferencia del almacenamiento en tierra, y esa es que la distribución de aceite en los tanques conserva la estabilización del navío.

El barco está equipado con instalaciones de almacenamiento de carga, transferencia y descarga; capaces de almacenar separadamente y transferir el crudo pesado de alta viscosidad estabilizado, el crudo ligero de baja viscosidad estabilizado y la mezcla; capaces de descargar crudo mezclado y crudo ligero estabilizado a través de un patín de medición fiscal a un buque de carga conectado al tándem.

El FPSO está configurado como un buque tanque, con tanques de lastre separados, tanques de residuos y juegos separados de tanques para los tres tipos de aceite a ser almacenados (aceite pesado, aceite ligero, mezcla).



Capacidad de almacenamiento típico de un FPSO

Tabla 7.1.- Capacidad de almacenamiento de un ejemplo típico de un FPSO (PEMEX, 2005)

Capacidad Total	2,000,0000 bls
Crudo pesado estabilizado	1,000,0000 bls *
Crudo Ligero estabilizado	1,000,0000 bls *
Crudo mezclado	1,000,0000 bls
Tanques de residuo	Determinado por el proveedor
Tanques de lastre	Determinado por el proveedor

*El crudo pesado y el crudo ligero están almacenados en juegos de tanques separados. El total agregado del almacenamiento del crudo ligero y pesado es de 1,000,000 barriles, pero la proporción asignada entre los dos tipos de crudo debe ser flexible. Los cabezales de carga y descarga de los tanques permiten la posibilidad de designar diferentes tanques de carga para los dos tipos de crudo. Esta flexibilidad es empleada considerando diferentes cantidades almacenadas en los diferentes tipos de crudo, y permitir el acceso a los tanques de carga para inspecciones y mantenimiento.

Cabe mencionar que los datos anteriores son para un caso específico, con el fin de dar noción de las cantidades que pueden procesarse, sin embargo estas pueden variar dependiendo del barco (PEMEX, 2005).

Los cabezales de carga y descarga de los tanques permiten la posibilidad de designar diferentes tanques de carga para los dos tipos de crudo. Esta flexibilidad es empleada considerando diferentes cantidades almacenadas de los diferentes tipos de crudo y permitir el acceso a los tanques de carga para inspecciones y mantenimiento.

Si el diseño del FPSO requiere que cierto volumen permanezca siempre en los tanques por razones de estabilidad, seguridad u operativas, entonces dicho crudo que tenga que permanecer en los tanques no será tomado en cuenta para determinar el cumplimiento de la capacidad de almacenamiento.

El número de tanques en un FPSO puede variar, pero en general son 18 tanques. Los tanques centrales se destinan para el aceite pesado y el aceite ligero, mientras que los tanques de los costados del barco son para la mezcla de aceites (caso YÚUM K'AK'NÁAB) que se encuentran distribuidos como en el siguiente diagrama:



Figura 7.2.- Disposición de tanques de almacenamiento de un ejemplo típico de un FPSO (PEMEX 2005)

Tanques de lastre

Están distribuidos en el área de almacenamiento para mantener todas las condiciones de carga dentro de los niveles aceptables de tensión y momentos de inclinación del barco. Su capacidad y ubicación deben cumplir con los requerimientos aplicables de MARPOL (Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques).



Tanques de residuos

Los tanques de residuos son provistos dentro del área de carga para el almacenamiento temporal de: agua de lavado de tanques, agua producida, y residuos.

Los tanques de residuos tienen un medio para separar agua y crudo. El agua separada es descargada al mar a través de un sistema de monitoreo de descarga con aprobación de clase. El contenido de aceites de la descarga de agua al mar, debe estar de acuerdo con los requerimientos de IMO (International Maritime Organization).

Sistema de Lavado de Tanques

Cada tanque de carga y de residuos está equipado con pistolas de limpieza de tanque fijas. El número y ubicación de las pistolas, así como las configuraciones de las boquillas y los movimientos de las pistolas están determinados para dar un nivel satisfactorio de limpieza de los tanques.

Sistema de calentamiento de tanques

En algunos casos existe la necesidad de calefacción para los tanques de carga y residuos, con el fin de mantener una viscosidad óptima del crudo, así como para prevenir la solidificación del contenido del tanque durante un paro de proceso.

Medición y alarmas de tanques

Todos los tanques de carga y de residuos, así como los de lastre están equipados con medidores de nivel y sensores que miden la temperatura del contenido del tanque a diferentes niveles de profundidad y presión.

Los niveles, temperaturas y presiones de los tanques son mostrados en el Cuarto de Control Central del FPSO (CCR).



7.10 Sistema de Gas Inerte y de ventilación de los tanques

El FPSO está equipado con un sistema de Gas Inerte que da servicio a todos los tanques de carga y de residuos.

Las derivaciones de gas inerte a los tanques de carga y de residuos están equipadas de tal manera, que aíslen tanques individuales de la red principal de distribución sin afectar a los tanques restantes, sin correr el riesgo de sobre o bajo presurizar a cualquiera de los tanques.

Todos los tanques de carga, de residuos y de lastre están equipados con aberturas en la placa de la cubierta. El número y ubicación de las aberturas permite que los tanques sean debidamente ventilados para el acceso del personal.



Capítulo 8

Sistema de mezclado

En el comercio de hidrocarburos se necesitan cumplir con ciertas especificaciones de venta en los parámetros de los fluidos, ya que esto impacta directamente en el precio que se desee comercializar, algunas de las características más importantes son: la densidad la cual regularmente está dada en °API, el porcentaje de agua y el contenido de sal dada en partes por millo (ppm).

Se considera que mientras más ligero es el aceite o de mayor gravedad °API, el hidrocarburo es de mejor calidad y por lo cual el precio es mayor, y viceversa, si el hidrocarburo es muy pesado es más difícil de transportar y de tratar por lo que es de menor calidad y su costo es menor; por ello se ha considerado hacer una mezcla de hidrocarburos ligeros y pesados con el fin de obtener un crudo con mejores características.

Tabla 8.1.- Tipos de crudo según su densidad y grados API (IMP, 2011)

Aceite crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39



8.1 Definición de mezclado

Se entiende por mezclado a aquella operación destinada a reducir la heterogeneidad de un sistema, cambiando la distribución de dos o más componentes que inicialmente se encuentran segregados, hasta conseguir una adecuada distribución de ambos.

Es recomendable considerar algunos términos relacionados al proceso de mezclado. En español existen limitadas palabras para hacer referencia al mezclado en sí, pero en la bibliografía anglosajona, existen diversos términos empleados y cada uno de los cuales incluye ciertas connotaciones.

- Compounding: Fusión; compactación de la matriz polimérica y dispersión de aditivos.
- Blending: Procesos en que dos o más sustancias son mezcladas sin que cambie su fase.
- Kneading: Mezclado conseguido por compresión y plegado en láminas de unas sobre otras.

De acuerdo a las definiciones anteriores la que compete al mezclado de aceites crudos es el Blending.

8.2 Tipos de mezcladores

Mezcladores intensivos en seco

Los mezcladores intensivos en seco son usados para el mezclado de resinas, plastificantes y otros aditivos. Un mezclador de este tipo consiste básicamente en una hélice situada en la base de un recipiente que gira Velozmente; aproximadamente 80–160 rpm. El calor generado es eliminado en todo momento para estabilizar la mezcla seca y mejorar las propiedades de flujo.

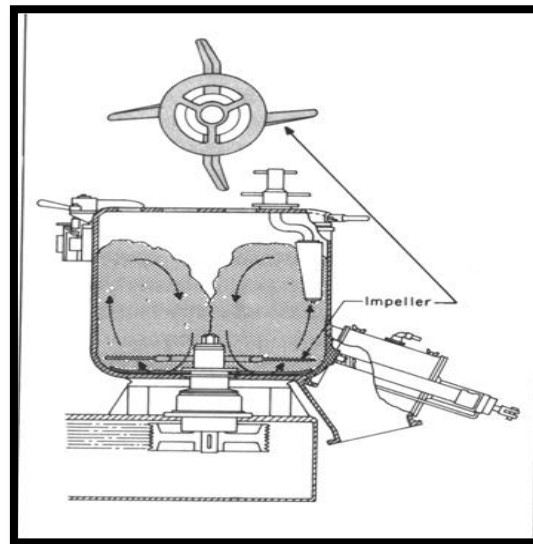


Figura 8.1.- Esquema de una mezcladora discontinua en seco

Mezcladores de cintas (Ribbon mixer)

En los mezcladores de este tipo el material es levantado y homogeneizado por las cintas rígidas que inducen su movimiento, como se muestra en la Figura 8.2.

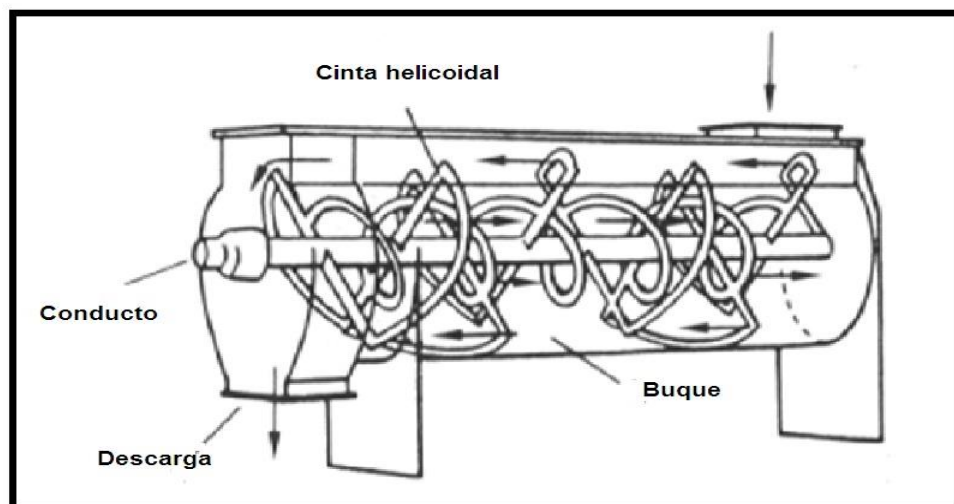


Figura 8.2.- Esquema de un mezclador de cintas (Ribbon mixer)

Mezcladores intensivos internos por cargas

Esencialmente los mezcladores internos consisten en cámaras cilíndricas en las que el material es deformado por rotación de unas cuchillas o rotores. En la mayoría de los casos la carcasa consiste realmente en dos cilindros adyacentes en los que hay insertados dos rotores que describen recorridos concéntricos en la carcasa, como se muestra en la Figura 8.3.

El principio sobre el mezclado interno fue introducido en 1916 con el desarrollo del mezclador Banbury.

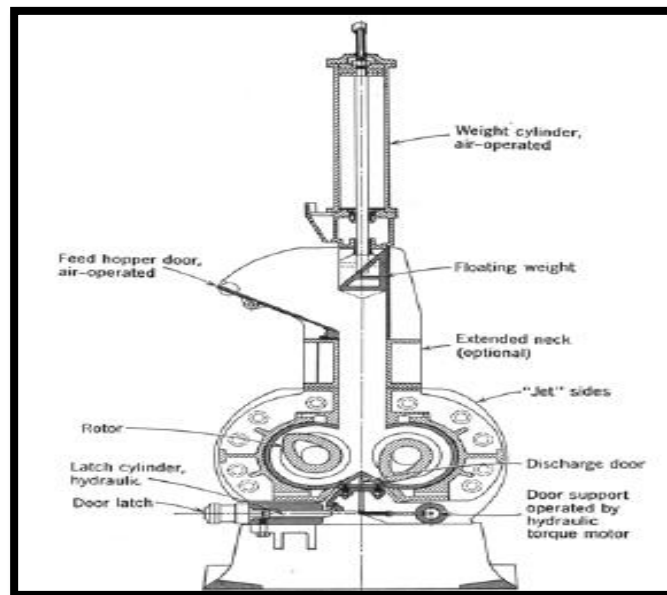


Figura 8.3.- Esquema de un mezclador intensivo tipo Banbury

Calandras

Consiste en dos cilindros que giran en sentido opuesto, dispuestos uno cerca del otro de forma que existe un espacio constante entre ambos. Los cilindros son calentados o refrigerados mediante un fluido que circula por el interior de dichos cilindros; sin embargo este tipo de mezclador es usado para fluidos con alta plasticidad.

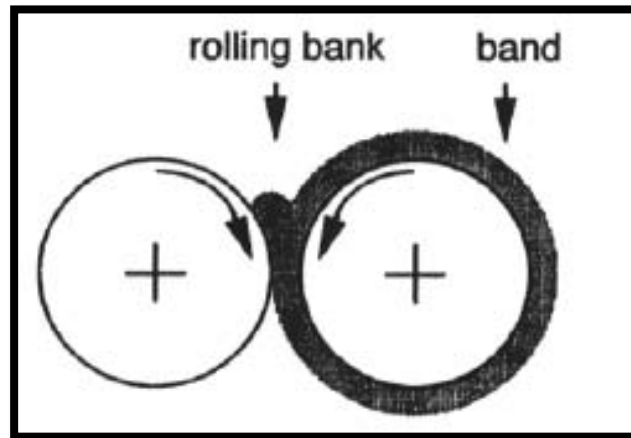


Figura 8.4.- Esquema de una calandra; formación de una banda en uno de los rodillos

Mezcladores estáticos

Este tipo de mezcladores es denominado estático debido a que el mezclado se consigue sin que haya ninguna parte móvil que se encargue de producir un movimiento en el fluido. En su lugar, introduce una reorganización del campo de flujo, de forma que la superficie interfacial aumenta cada vez que el fluido circula por cada uno de los elementos que lo constituyen. Aunque hay de distintos tipos, cada uno de ellos se basa en la repetición de una serie de elementos que introducen una reorganización del fluido, con el siguiente aumento del área interfacial.



Figura 8.5.- Esquema interno de un mezclador estático tipo Kenic

Es especialmente importante este método de mezclar ya que es la que se utiliza en el patín mezclador que está montado en los FPSO.

El principio de operación de estos mezcladores se resume en cuatro pasos:



Figura 8.6.- Principio de operación de un mezclador estático

1. La bomba empuja el líquido dentro del mezclador.
2. El flujo es cortado y forzado a dirigirse contra las paredes opuestas de la tubería
3. Un vórtice es creado axialmente en la línea central de la tubería.
4. El vórtice es cortado de nuevo y el proceso ocurre pero en rotación contraria. Esos cambios de rotación, aseguran un producto final homogéneo.

Los equipos (mezcladores estáticos) se diseñan en función de la aplicación, ya sea para flujos tanto laminares como regímenes turbulentos, fluidos viscosos o no viscosos

Algunas características de los mezcladores estáticos son:

- Fáciles de instalar.



- Diseñados para soportar grandes cambios de presión con pequeños diámetros.
- Su mantenimiento se realiza con poca frecuencia.
- Con elemento mezclador fijo o removible de acuerdo a la necesidad.
- Aseguran un producto final homogéneo.

8.3 Mecanismos del mezclado

Los mecanismos básicos de operación de mezclado son tres:

- Difusión molecular: Se lleva a cabo el transporte de materia como consecuencia de la diferencia de concentración entre dos puntos (Ley de Fick); es el mecanismo dominante en mezclas de líquidos y gases de baja viscosidad.
 - Ley de Fick: Cuando en un sistema termodinámico multicomponente hay un gradiente de concentraciones, se origina un flujo irreversible de materia, desde las altas concentraciones a las bajas. A este flujo se le llama difusión. La difusión tiende a devolver al sistema a su estado de equilibrio, de concentración constante.
- Difusión de Remolinos: Mezclado como consecuencia del movimiento aleatorio de turbulencias en el seno del fluido.
- Mezclado distributivo o por convección: Se produce el movimiento de grupos de moléculas o porciones del fluido de tamaño apreciable. Este mecanismo es el utilizado en los FPSO'S con el mezclador estático. El mezclado por convección puede ser de dos tipos
 - Aleatorio
 - Ordenado, como en los mezcladores estáticos

Por ejemplo; cuando se vierte leche en un café, inicialmente antes de introducir la cuchara, se da el mecanismo de “difusión molecular”, una vez



introducida la cuchara y se agita el café se da el proceso de “convección”. Sin embargo si agitamos un poco de forma que se forman vetas de leche en el café y dejamos de agitar, se producirá una difusión de remolino.

8.4 Calculo de la mezcla.

Para determinar las propiedades de la mezcla de dos o más crudos se utilizan las siguientes ecuaciones:

- Para determinar la cantidad total de barriles:

$$BPD(mezzcla) = \sum_{i=1}^n (BPD)_i \dots\dots\dots (8.1)$$

Dónde:

n= es el número total de crudos a mezclar.

- Para determinar los volúmenes de las corrientes 1 y 2 para obtener una densidad en ° API específica de la mezcla:

Dónde:

A = Crudo de la corriente 1

B = Crudo de la corriente 2

T = Crudo mezclado (A + B)

API = °API

GE = Gravedad Especifica

ρ_i = Densidad del componente “i”

Ocupando la Ley de conservación de la materia:

$$m_T = m_A + m_B, \dots\dots\dots (8.2)$$



$$\rho_T * V_T = \rho_A * V_A + \rho_B * V_B. \dots\dots\dots (8.3)$$

Aplicando nuevamente La ley de la conservación de la materia y para dejar la ecuación en términos de V_T y V_A

$$V_B = V_T - V_A \dots\dots\dots (8.4)$$

Sustituyendo la Ec. 8.3 en la Ec. 8.4

$$\rho_T * V_T = \rho_A * V_A + \rho_B * (V_T - V_A) \dots\dots\dots (8.5)$$

$$\rho_T * V_T = \rho_A * V_A + \rho_B * V_T - \rho_B * V_A \dots\dots\dots (8.6)$$

También se sabe:

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \text{ Despejando GE. } GE = \frac{141.5}{API+131.5}$$

$$\text{Y sabemos que } GE = \frac{\rho_i}{\rho_{H2O}}$$

Por lo tanto tenemos que:

$$\rho_i = GE * \rho_{H2O} ; \text{ sustituyendo:}$$

$$\rho_i = \left(\frac{141.5 * \rho_{H2O}}{API+131.5} \right) \dots\dots\dots (8.7)$$

Sustituyendo la Ec. 8.7 con su respectivo componente en la Ec. 8.6.

$$\left(\frac{141.5 * \rho_{H2O}}{API_T + 131.5} \right) * V_T = \left(\frac{141.5 * \rho_{H2O}}{API_A + 131.5} \right) * V_A + \left(\frac{141.5 * \rho_{H2O}}{API_B + 131.5} \right) * V_T - \left(\frac{141.5 * \rho_{H2O}}{API_B + 131.5} \right) * V_A. \dots (8.8)$$

Despejando V_A y quitando términos comunes

$$V_A = \frac{V_T * \left(\frac{1}{API_T + 131.5} - \frac{1}{API_B + 131.5} \right)}{\left(\frac{1}{API_A + 131.5} - \frac{1}{API_B + 131.5} \right)}, \dots\dots\dots (8.9)$$



$$V_B = \frac{V_T * \left(\frac{1}{API_T + 131.5} - \frac{1}{API_A + 131.5} \right)}{\left(\frac{1}{API_B + 131.5} - \frac{1}{API_A + 131.5} \right)} \dots\dots\dots (8.10)$$

Con las ecuaciones 8.9 y 8.10 podemos saber qué cantidad de hidrocarburos de la corriente A y de la corriente B necesitamos para obtener una mezcla con una densidad en °API específica.

- Para el porcentaje de agua que contiene la mezcla:

$$\%H2O = \frac{\sum_{i=1}^n (BPD * \%H2O)_i}{BPD(mezcla)} \dots\dots\dots 8.11)$$

Donde n es el número de corrientes que se van a mezclar.

- La temperatura final de la mezcla:

$$^{\circ}C = \frac{\sum_{i=1}^n (BPD * ^{\circ}C)_i}{BPD(mezcla)} \dots\dots\dots (8.12)$$

8.5 Sistema de mezclado en los FPSO

El sistema de mezclado es un simple patín (Main Blender Skid) montado en la unidad de operación de sistemas flotantes de producción y se usa para mezclar dos crudos de diferentes densidades en tiempo real.

El sistema consta de un mezclador de crudo tipo estático con ajuste de densidad. Principalmente el sistema consiste en dos partes, el patín mezclador principal (Main Blender Skid) y la cabina de control.

Existe dos cabezales de succión, uno que succiona desde los tanques de crudo pesado y otro que succiona desde los tanques de crudo ligero. Cada uno de los



cabezales está configurado para permitir que cualquiera de todos sus tanques sean descargados.

Los cabezales alimentan al recipiente de mezclado, que puede formar parte del sistema de tanques de carga o puede estar montado sobre cubierta como es el caso del patín mezclador.

Una vez llevado a cabo el mezclado, la mezcla viaja por un cabezal de carga de tanques, configurado de manera que cualquiera de los tanques designados a la mezcla pueda ser cargado directamente desde dicho cabezal.

El mezclador está equipado con el equipo necesario de muestreo para verificar las especificaciones, así como también con equipo de registro de datos y sistema de alarma para casos en que se detecten parámetros fuera de especificación, enviando aviso al cuarto de control.

El sistema de control usa algoritmos para garantizar la especificación del producto del mezclador todo el tiempo durante la corrida. El mezclador opera totalmente sin supervisión y con características fáciles de configurar.

Durante la operación de mezclado la señal de cada medidor de flujo es comparada con los requerimientos de flujo (fijos en el controlador del mezclador) y las válvulas son ajustadas en consecuencia.

El controlador del mezclador debe ser programado con los requerimientos de la mezcla, que determina la densidad que el producto final requiere, desde el cual se calcula la proporción de la reserva de alimentación; es decir, de acuerdo con la receta, el controlador calcula la proporción que necesita de la corriente uno y de la corriente dos. El tamaño de la corrida también es introducido por el operador para cada mezcla.

Mezclado en línea (circuito)



En los últimos años los avances de la tecnología han introducido una técnica denominada mezcla en línea, esto ha revolucionado la industria en materia de mezclado. El mezclado en línea se define como la dosificación controlada de dos o más corrientes para producir un producto final mezclado de calidad, estrechamente definida desde el principio y hasta el final de la corrida, permitiendo que el producto sea utilizado inmediatamente o cargado directamente a los tanques, la mezcla en línea tiene varias ventajas técnicas y económicas importantes sobre el mezclado por lotes:

- Reduce el tiempo del proceso
- Aumenta la flexibilidad de los activos establecidos
- Mejora la calidad
- Reduce los residuos
- Menos costo de producción
- Reduce el costo de capital
- Menor costo de la mano de obra
- Se simplifica la planta de proceso

Un sistema de mezclado en línea por lo general está integrado principalmente por: un filtro, dispositivo de medición de flujo, elementos de temperatura, válvula de control de flujo y válvula de retención, además el cabezal de mezcla consiste de un aparato de muestreo o analizador.

A diferencia del mezclado por lotes, el mezclado en línea debe llevarse a cabo dinámicamente ya que las corrientes convergen para asegurar que la mezcla sea continua y homogénea.

Como se comentó anteriormente los dispositivos del mezclador tienen el mismo principio que el mezclador estático. Por lo tanto se considera que el patín mezclador es en realidad un mezclador estático en línea o circuito. Los elementos del mezclador dividen y hacen girar los fluidos, incrementando la tasa de

disipación de energía a través de las pérdidas de presión. La pérdida de presión proporcionada por un mezclador estático es generalmente proporcional al cuadrado del gasto entre la velocidad, por lo que si el gasto es pequeño la caída de presión que genera el mezclador será aceptable. Sin embargo si dicho cociente es grande, que normalmente es lo que ocurre en aplicaciones de mezclado en línea, el mezclador estático proporcionará una caída de presión excesiva y es posible que no sea apta su aplicación.

JetMix

Una solución a este problema es un *JetMix dinámico* que es un potente circuito de mezclado, que produce suficiente energía para mezclar los componentes.

Diseñado para funcionar con cero pérdidas de presión y para proveer más del rango de flujo del mezclador.

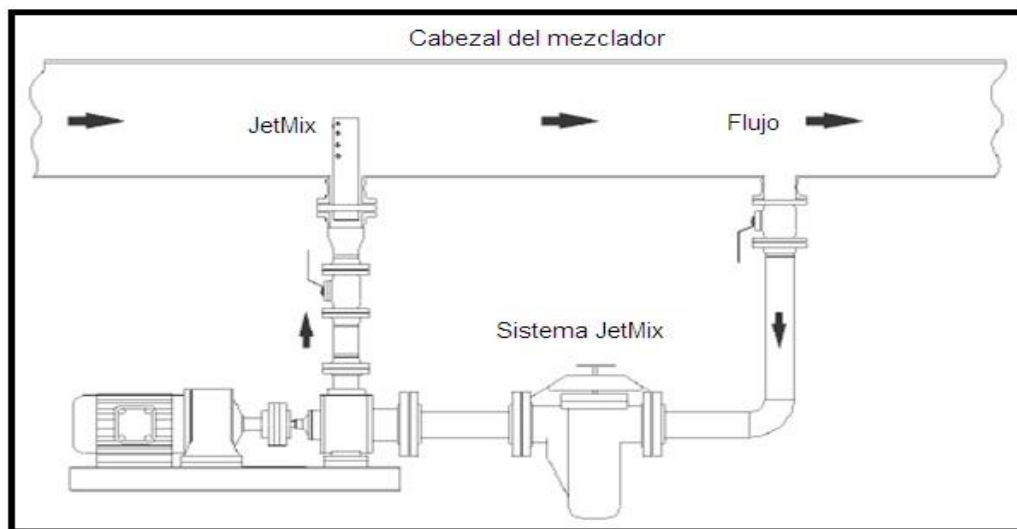


Figura 8.7.- Esquema de un JetMix (Manual de Cameron)

Accesorios de medición y ajuste de calidad

La relación volumétrica del sistema de mezclado produce consistentemente buenos resultados cuando la calidad de los componentes base (los que se van a mezclar) es conocida y constante. Si uno de los componentes varía en calidad entonces el producto del mezclado se verá afectado.

Para resolver este problema se incorpora un analizador de densidad (densímetro) en la salida del cabezal de mezclado. La lectura del medidor de densidad se vuelve a introducir al sistema de control, el cual hace ajustes a la proporción de una de las corrientes, ya sea de aceite pesado o ligero para traer el producto final de vuelta con el valor requerido. Esto además provee un control de circuito cerrado secundario que asegura la calidad del producto final. De igual manera se monta un viscosímetro con el mismo fin, el de aumentar la precisión de las especificaciones de la mezcla. El medidor de densidad es montado dentro del gabinete analizador situado en el patín mezclador.

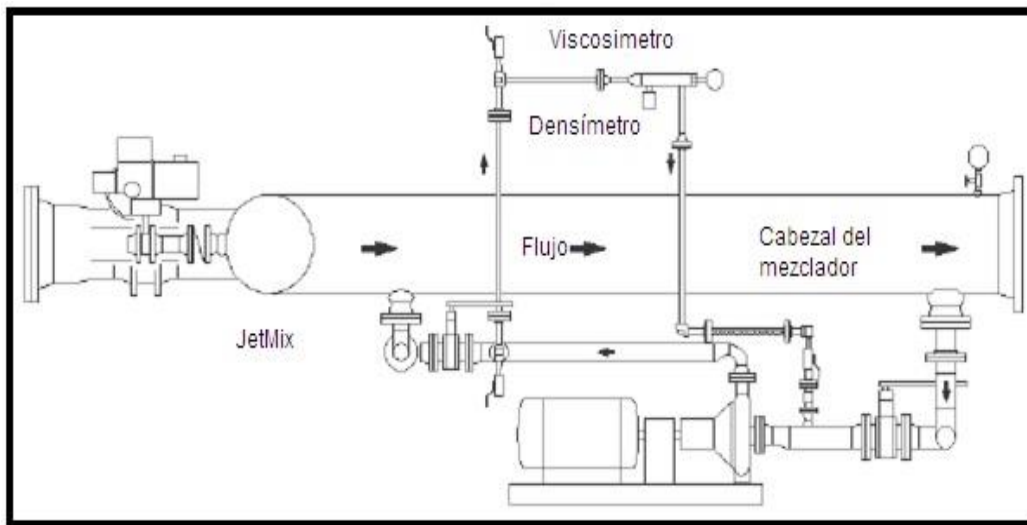


Figura 8.8.- Accesorios para ajuste de calidad (Manual de Cameron)

Rangos de operación del mezclador



Para un ejemplo típico de un FPSO, el sistema de mezclado está diseñado para tomar crudos de 11 A 15 °API de los tanques con crudo pesado y mezclarlo en tiempo real con el crudo de 18 A 24 °API de los tanques de crudo ligero, para finalmente producir un crudo de 16 a 21 °API.

Las tasas de flujo requerido de este producto son hasta 500,000 BPD para la corriente uno y hasta 600,000 BPD para la corriente dos, sin embargo estos rangos varían dependiendo el FPSO del que se trate.

El rendimiento requerido para la mezcladora es de hasta 600,000 BPD aproximadamente, según sea el caso.

Capítulo 9

Sistema de exportación de crudo y bombeo de alta presión



El último sistema en orden de aparición dentro del FPSO, es el sistema de exportación de crudo o descarga de crudo, dicho sistema comprende de varios equipos para poder exportar el crudo desde el FPSO hasta un buque tanque. En muchas ocasiones no es posible realizar la descarga de hidrocarburos hacia un buque tanque debido a diferentes factores; por ejemplo, cuando tenemos mal tiempo y el clima no es propicio para realizar la maniobra de transferencia de petróleo de una embarcación a otra, o bien que la capacidad de almacenamiento esté llegando a su límite y no hay buque tanque cercano al cual descargar la mezcla de aceite; En estos casos utilizamos el bombeo de alta presión que sirve para enviar el producto de la mezcla desde los tanques de almacenamiento hacia el PLEM nuevamente, para que desde ahí pueda ser enviado a otras instalaciones.

9.1 Sistema de exportación

Como se comentó en el primer capítulo de la presente tesis la unión giratoria Torreta tiene múltiples vías de flujo de fluidos, diseñada para enviar y recibir crudo y gas amargo, todo para operar continuamente, independiente de la orientación del FPSO. Para el caso de descarga de crudo hacia otro buque se emplea un sistema amarre-descarga en tándem ubicado en el lado opuesto del amarre (torreta) del FPSO.

Descarga de crudo mezclado o crudo estabilizado a buques de carga

La descarga del crudo mezclado y ocasionalmente de crudo intermedio estabilizado, se lleva a cabo empleando un sistema de amarre/descarga que se encuentra en tándem ubicado en el lado opuesto del amarre del FPSO. El crudo mezclado es bombeado desde los tanques de almacenamiento de mezcla de aceite o desde los tanques de crudo intermedio estabilizado.

9.2 Sistema de amarre en tándem

Para que la descarga del crudo estabilizado hacia un buque-tanque sea segura se instala un sistema de amarre en tándem del lado opuesto de la torreta, a este equipo también se le conoce como Tandem Mooring System (sistema de amarre en tándem).

El TMS proporciona operaciones de amarre seguras entre el FPSO y el buque tanque por medio de una cadena y un seguro, que además está equipado con un sistema de desconexión de emergencia. Figura 9.1.



Figura 9.1.- Esquema del sistema de amarre en tándem

9.3 Mangueras de descarga en Tándem

Para poder transferir el aceite se utiliza una manguera. La manguera es de tipo flotante y corre desde la estación de descarga en tándem hasta la conexión al cabezal de los buques de carga.

La manguera es almacenada en un malacate ranurado a fin de que no sufra daño cuando se recupere al nivel de cubierta. Figura 9.2.

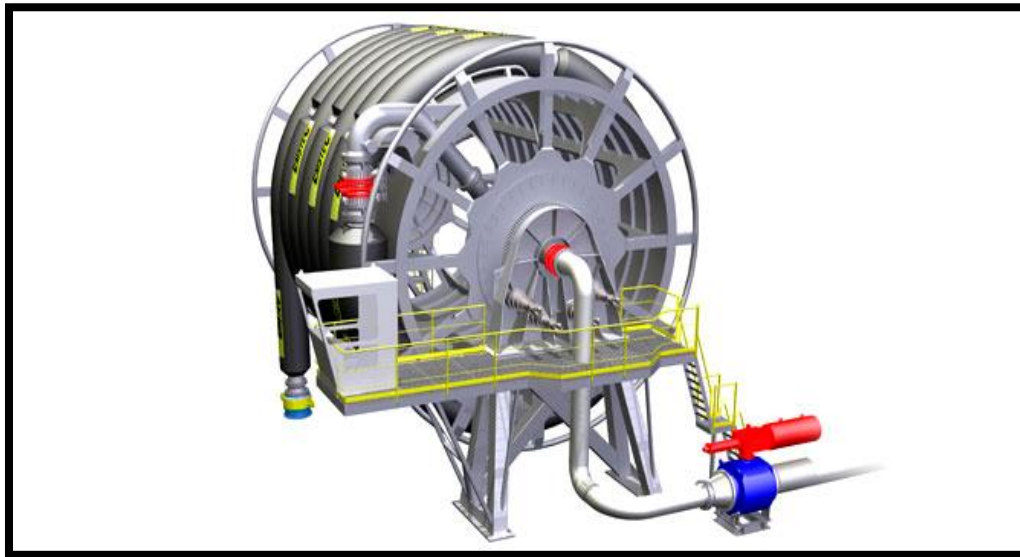


Figura 9.2.- Esquema de la manguera flotante de descarga de crudo

9.4 Sistemas de ductos de distribución

El sistema de ductos de distribución está dirigido hacia la estación de descarga a través de sistemas de medición fiscal. Esta estación de medición esta calibrada para manejar todo rango de parámetros de crudos.

El sistema de ductos de distribución comprende de varios equipos que cumplen con los siguientes requerimientos funcionales:

- Un cabezal de succión que toma de cualquier o todos los tanques de crudo mezclado, sin afectar la carga concurrente de este crudo, y pasa a través de un sistema de medición fiscal.
- Una interconexión entre el cabezal de succión de crudo mezclado y el cabezal de succión del crudo intermedio estabilizado, que permite la



opción de descargar directamente este crudo a través de los sistemas de medición.

- Una interconexión entre la tubería del sistema de medición con el cabezal de carga proveniente del PLEM.
- Se cuenta con tuberías de descarga en el tándem de tal manera que no es posible desviarse del sistema de medición durante la descarga.
- Bombas de carga que están dimensionadas para alcanzar los gastos de descarga especificados para la estación de descarga en tándem y están diseñadas para alcanzar una presión de por lo menos un bar en el cabezal del buque tanque.
- Existen medios para barrer las mangueras de descarga después de cada operación para limpiarlas de remanentes de crudo.

Durante la descarga se toman muestras del crudo que está siendo descargado a intervalos regulares y sus propiedades para verificar su calidad.

Al completarse la descarga y antes de desconectar la manguera del buque tanque, se barre la manguera hacia los tanques de desechos del buque tanque para evitar que el crudo remanente tapone la manguera.

9.5 Sistema de medición de transferencia en custodia

Está incorporado en la tubería de descarga, es empleado para medir y registrar las cantidades de líquido transferido al buque tanque. Está provisto también con arreglos de comprobación para verificar la calibración y la exactitud de los medidores.

El sistema de medición mide el volumen de crudo, el contenido de sedimento y agua, el volumen transferido a los buque tanques a un nivel global de incertidumbre de 0.2% en condiciones estándar de 15 °C y 1 atm de presión.



Figura 9.3.- Esquema del amarre del FPSO y el buque tanque en el tándem y la manguera de transferencia de aceite

9.6 Descarga de Gas Amargo al PLEM

Se tiene una tubería entre el sistema de compresión de gas y la vía de gas en la unión giratoria de la torreta, para permitir que el gas amargo sea transportado hacia el PLEM.

La presión de descarga del sistema de compresión de gas debe ser suficiente para vencer la resistencia en los ductos y para alcanzar la presión de llegada necesaria en el PLEM; para ello se debe efectuar un cálculo integral de flujo y caídas de presión y temperatura a lo largo de todo el sistema.



9.7 Bombeo de Alta Presión

Como se mencionó al inicio del capítulo, el bombeo de alta presión sirve para transportar el crudo mezclado desde el FPSO hacia otras instalaciones pasando antes a través del PLEM. Para esto se instalan bombas con suficiente presión de descarga para vencer la resistencia en los ductos; determinando las caídas de presión y temperatura en la tubería de descarga, la unión giratoria de la torreta, las tuberías flexibles, el PLEM y el ducto. Estas bombas alcanzan una presión aproximada de 150 Kg/cm^2 y se utilizan por lo general bombas centrífugas multietapa.

9.8 Bombas

Un equipo de bombeo es un transformador de energía. Recibe energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etcétera, y lo convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad. (Manuel Viejo Zubicaray, 2004).

Características de las bombas

- Desplazamiento de la bomba.

La capacidad del gasto de una bomba se puede expresar con el desplazamiento por revolución (embolada) o con el gasto en litros por minuto. El desplazamiento es el volumen de una cámara de bombeo multiplicado por el número de cámaras que pasan por la salida. El desplazamiento se expresa en centímetros cúbicos por revolución.

- Gasto de la bomba

Una bomba se caracteriza por su gasto nominal en litros por minuto, 10 lpm (2.642 gpm). Su desplazamiento es también proporcional a la velocidad de rotación.



9.9 Clasificación de las bombas

Se clasifican principalmente en dos tipos: Las bombas de desplazamiento positivo y las bombas de desplazamiento no positivo o dinámicas, en el diagrama 9.1 se muestra la clasificación y tipos de bombas que existen actualmente. Se muestra un diagrama con los diferentes tipos de bombas Diagrama 9.1.

9.10 Bombas de Desplazamiento positivo

Estas bombas suministran al sistema una cantidad determinada de fluido, en cada carrera, revolución o ciclo. Se clasifican como de desplazamiento fijo o variable. Dentro de las bombas de desplazamiento positivo tenemos dos grandes grupos:

- a) Las rotatorias, donde el desplazamiento se logra por el movimiento de rotación de los elementos de la bomba.
- b) Las de pistón o reciprocantes, que desplazan el líquido por la acción de un émbolo o un pistón con movimiento rectilíneo alternativo, o con movimiento de oscilación.

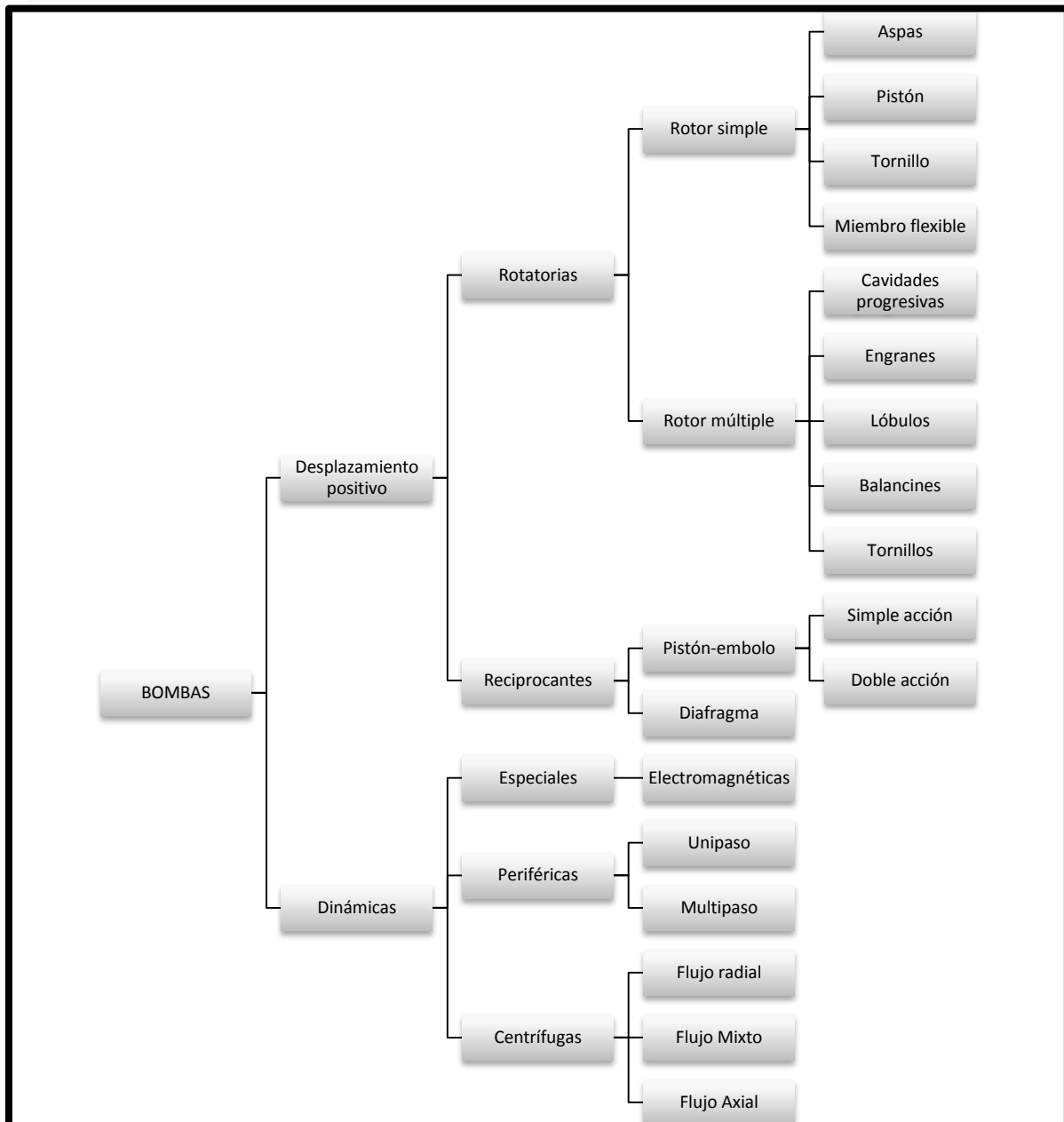


Figura 9.4.- Clasificación y tipos de bombas

Bombas Rotatorias

Estas bombas se utilizan principalmente para transferir fluidos donde la única resistencia que se encuentra es creada por el peso del mismo fluido y el rozamiento. Actúan sobre el líquido, atrapándolo en pequeños volúmenes entre las paredes de la caja y el dispositivo que rota; desplazando el líquido de manera similar a como lo hace las bombas de pistón, pero las rotatorias en vez de suministrar un flujo pulsante, descargan un flujo uniforme, por el movimiento de rotación de los engranes. Las bombas rotatorias pueden bombear cualquier clase de líquidos, siempre que no contengan sólidos en suspensión.

- **Bombas de engranajes**

Una bomba de engranajes transporta el fluido entre los dientes de dos engranes acoplados. El espacio entre los dientes de los engranes están cerradas por el cuerpo de la bomba y por las placas laterales, esto se le llama cámara de bombeo. figura 9.4

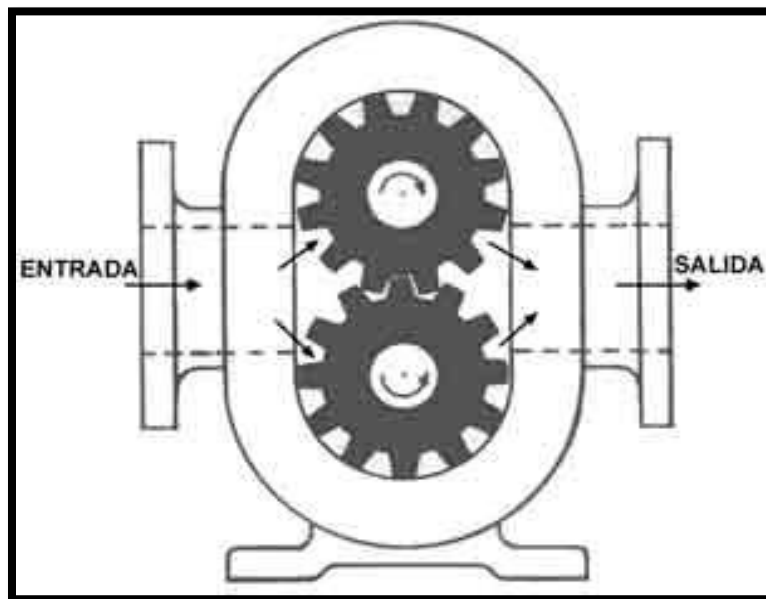


Figura 9.5.- Diagrama de bomba rotatoria de engranajes

- **Bomba de aspas o paleta**

En este tipo de bombas sus aspas pueden ser rectas o curvas tipo rodillo y pueden estar ubicadas en el rotor o en la carcasa y funcionan con fuerza hidráulica radial.

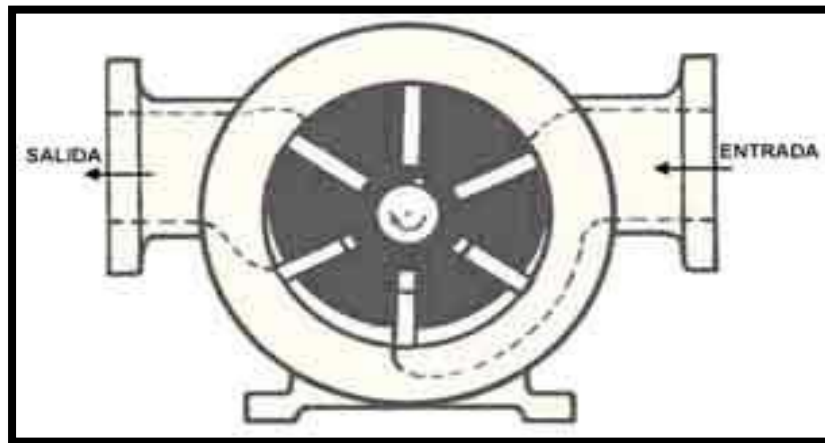


Figura 9.6.- Diagrama de una Bomba rotatoria de aspas deslizantes.

- **Bomba de cavidad progresiva**

Las bombas de cavidades progresivas son de desplazamiento positivo y consisten de un rotor dentro de un tubo de acero. Son utilizadas como bombas de superficie.

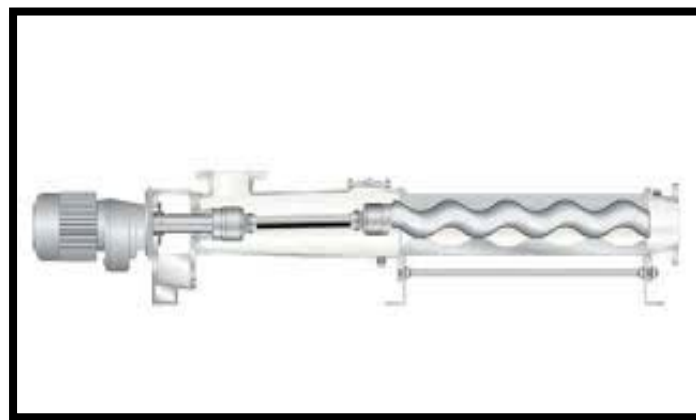


Figura 9.7.- Esquema de una bomba de cavidades progresivas

- **Bombas de Lóbulos**

En estas bombas el líquido se desplaza atrapado en los lóbulos, desde la entrada hasta la salida. Los lóbulos efectúan además el sellado. Los rotores giran sincronizadamente.

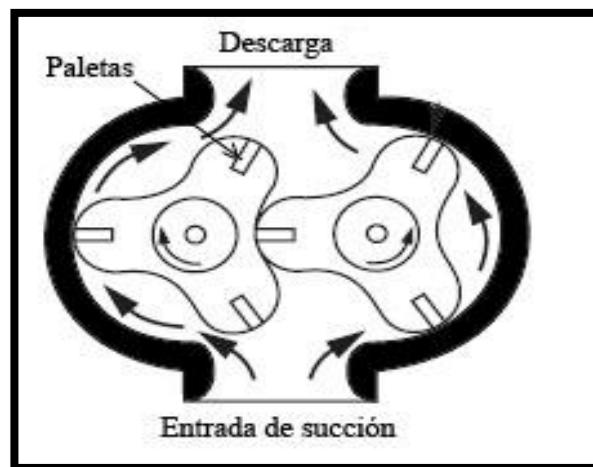


Figura 9.8.- Esquema de una bomba con dos lóbulos

Bombas Reciprocantes

- **Bomba embolo pistón**

En las bombas reciprocantes el pistón crea un vacío parcial dentro del cilindro permitiendo que el fluido entre ayudado por la presión atmosférica. La cantidad de fluido que entra al espacio de desplazamiento dependerá de la velocidad de la bomba.

Las válvulas de las bombas de pistón son de succión, que permiten la entrada al espacio de desplazamiento, y las de descarga, dejan que el fluido pase hacia el tubo de descarga.

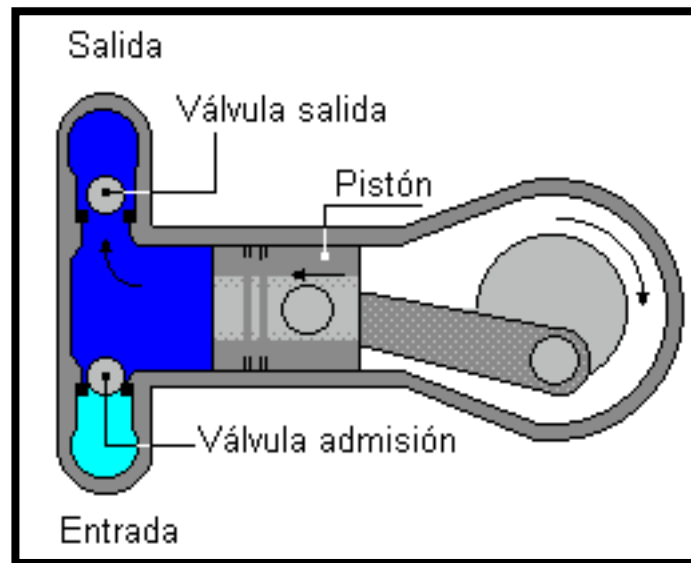


Figura 9.9.- Esquema de una bomba de pistón-émbolo

- **Bombas de Diafragma**

Estas bombas tienen el mismo principio que las bombas de embolo pistón, pero la forma es diferente, similar a un diafragma.

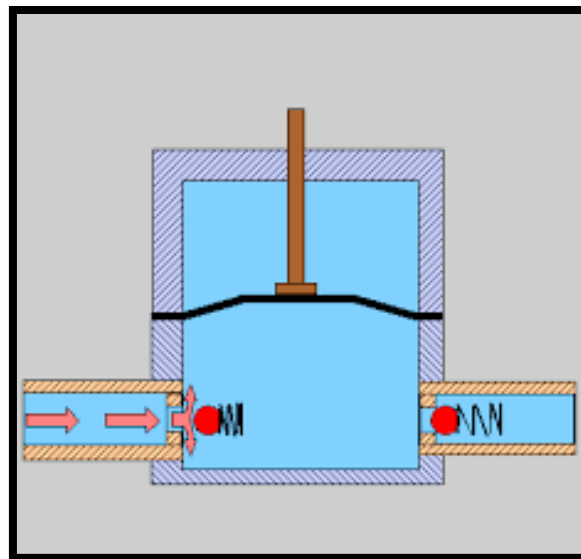


Figura 9.10.- Esquema de una bomba de diafragma



9.11 Bombas de Desplazamiento No Positivo o Dinámicas

Este tipo de bombas consiste esencialmente en un rotor, colocado dentro de una carcasa y dispuesto de tal forma que cuando rota transmite energía al líquido bombeado para aumentar la presión y la velocidad del mismo.

Se dice que el bombeo es de desplazamiento no positivo ya que la carga está limitada por la velocidad en la periferia del rotor, la cual depende del diámetro del rotor y de su velocidad de rotación.

Las bombas de desplazamiento no positivo se clasifican en tres tipos: Especiales, Periféricas y Centrífugas. Las más comúnmente usadas son las bombas centrífugas.

9.12 Bombas Centrífugas

Las bombas centrífugas o rotodinámicas son máquinas hidráulicas que transforman un trabajo mecánico en potencia hidráulica. La bomba centrífuga incrementa la energía de velocidad del fluido mediante un elemento rotante, aprovechando la acción de la fuerza centrífuga y transformando la energía portencial a consecuencia del cambio de sección transversal por donde circula el fluido en la parte estática, la cual tiene forma de voluta o difusor.

Los elementos de que consta son:

- Una tubería de aspiración: Es la tubería que termina en la brida de aspiración de la bomba.
- El impulsor o rodete: Es un elemento móvil formado por una serie de álabes de diversas formas que giran dentro de una carcasa circular. El rodete va unido al eje y es la parte móvil de la bomba (rotor). El líquido penetra

axialmente por la tubería de aspiración hasta el centro del rodete que es accionado por un motor eléctrico.

Si los álabes están sueltos o unidos a uno o dos discos, los rodetes pueden clasificarse como:

- Abiertos. Cuando van sueltos; tiene la ventaja de dejar pasar algunas impurezas pero tiene baja eficiencia.
- Cerrados. Cuando van unidos lateralmente a los discos.
- Semi-abiertos. Cuando van unidos a un solo disco. Tienen características intermedias entre los dos tipos anteriores.
- La voluta o difusor: Es la parte fija que está dispuesta en forma de caracol alrededor del rodete. El difusor está formado por álabes fijos divergentes, que al incrementarse la sección de carcasa la velocidad del líquido disminuye, lo que contribuye a transformar parte de la energía cinética en energía de presión, mejorando el rendimiento de la bomba.

Según la forma de las bombas centrífugas son de dos tipos:

- De voluta: La carcasa tiene forma de caracol, rodeando el rodete de tal forma que el flujo de líquido aumenta progresivamente hacia la tubería de descarga. Figura 9.10.

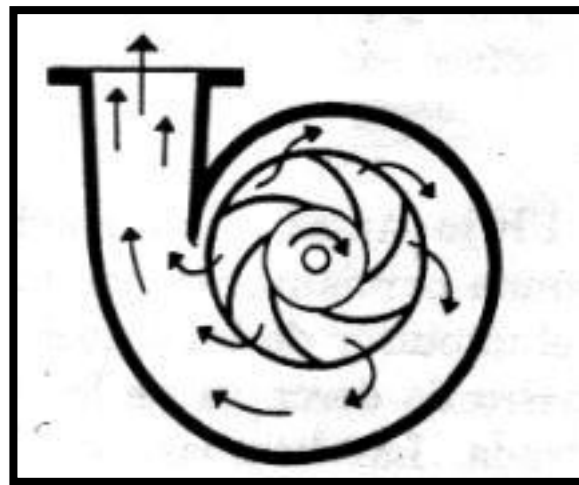


Figura 9.11.- Esquema típico de un difusor de voluta

- De turbina: La carcasa va provista de difusores fijos dispuestos de tal forma que el área de flujo incrementa hacia la salida como se aprecia en la figura 9.11

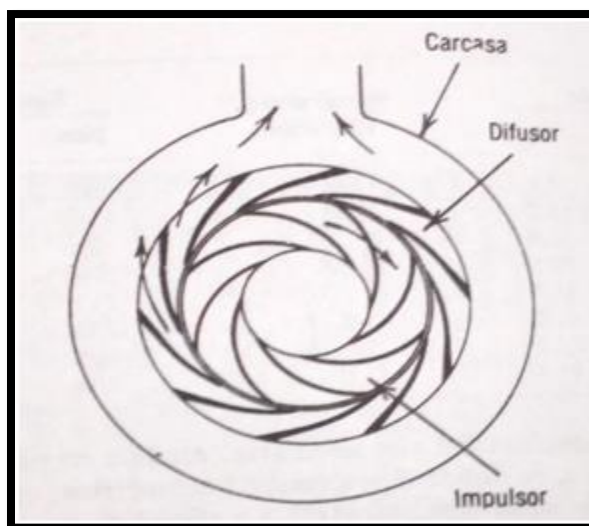


Figura 9.12.- Esquema de difusor de turbina

- Una tubería de impulsión: Instalada a la salida del difusor, por la que el líquido es evacuado a presión y velocidad mayores que en la antrada de la bomba. Figura 9.12.

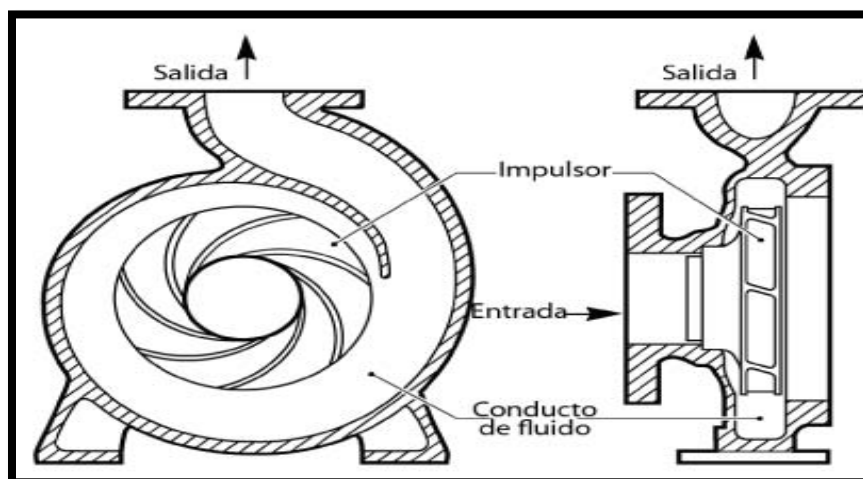


Figura 9.13.- Esquema de operación de una bomba centrífuga

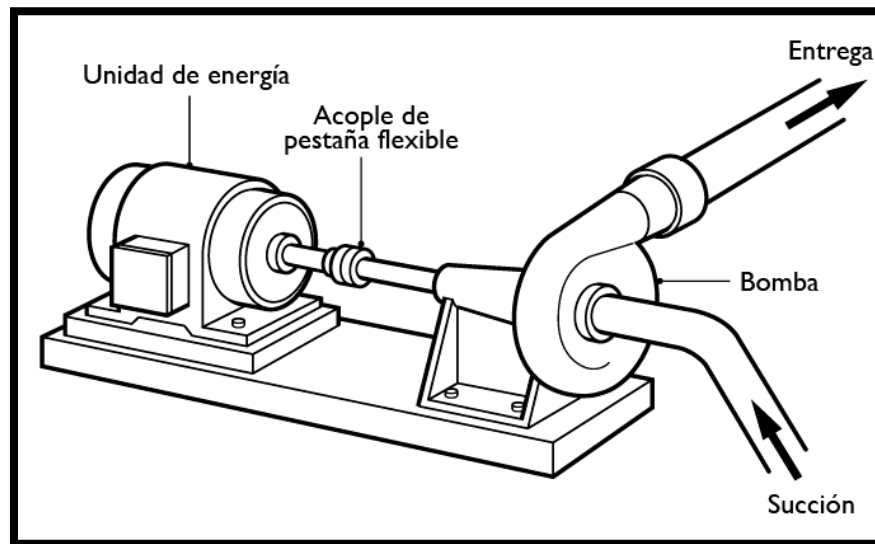


Figura 9.14.- Esquema típico del equipo de bombeo centrífugo

9.13 Características de las Bombas Centrífugas

- La característica principal de la bomba centrífuga es convertir la energía en una fuente de movimiento, primero en energía cinética y después en energía de presión o potencia hidráulica.
- Sirven para el transporte de líquidos que contengan sólidos en suspensión, pero poco viscosos. Su caudal es constante y elevado, Este tipo de bombas presentan un rendimiento elevado para un intervalo pequeño de caudal, pero su rendimiento es bajo cuando se manejan fluidos muy viscosos.
- Las bombas Centrífugas también pueden clasificarse de acuerdo a su aplicación:
 - Según la posición del eje: bombas de eje horizontal, de eje vertical y de eje inclinado.
 - Según la presión generada: bombas e baja presión, de media presión y de alta presión.

- Según la dirección del flujo: bomba de flujo radial y de flujo axial.
- Según el número de flujo en la bomba; de un flujo y de doble aspiración, o de dos flujos.
- Existen bombas centrífugas de una o varias etapas. En las bombas de una etapa se pueden alcanzar presiones de hasta 5 atm; en las de varias etapas se pueden alcanzar hasta 25 atm de presión dependiendo del número de etapas.
- Según el número de rodetes; de una etapa o multietapa. Mientras más etapas la presión del fluido en la salida será mayor.

9.14. Bombas Multietapas

Las bombas multietapas tienen varios rodetes, que se colocan en serie, de tal forma que el flujo que sale del primer rodete entra al segundo y así sucesivamente.

A su vez, las bombas simples o multietapas pueden ser de eje horizontal o eje vertical, según el eje de giro.

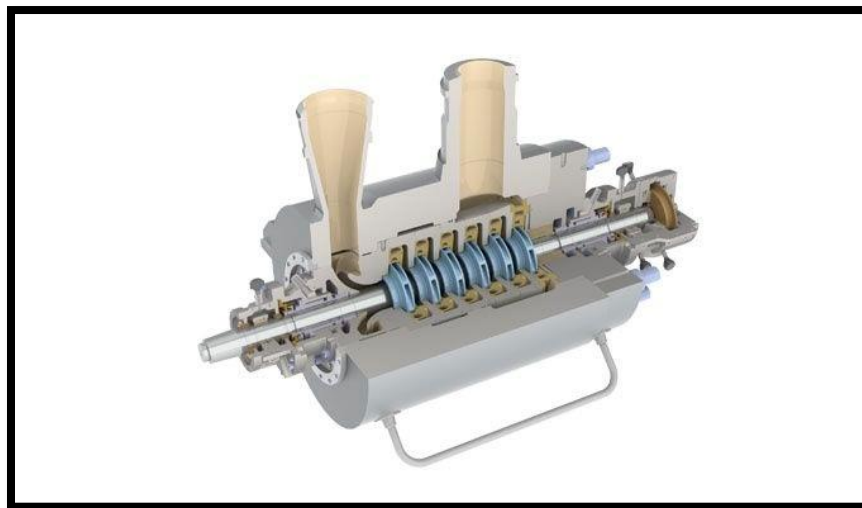


Figura 9.15.- Esquema de una bomba centrífuga horizontal multietapa (seis etapas)



Capítulo 10

Sistema de desfogue

Durante el diseño de las instalaciones terrestres y costa afuera, para el procesamiento y manejo de los hidrocarburos, se debe tener especial cuidado en incluir sistemas de seguridad (entre los cuales se encuentran los sistemas de desfogue), para controlar las variaciones en las condiciones anormales de operación del proceso, así como de una emergencia (PEMEX, 2011).

Estos sistemas deben proteger al personal operativo, equipo e instalaciones; su función es disponer en forma adecuada y segura los fluidos resultantes de una sobrepresión de operación. El aumento de presión puede ser causado por condiciones inherentes al proceso (fallas operacionales) o situaciones de emergencia como fuego, expansiones térmicas o fallas de servicios auxiliares (PEMEX, 2011).

10.1 Elementos y Conceptos del Sistema de Desfogue

- Boquilla del quemador: Accesorio localizado en el extremo de la tubería ascendente o de distribución, donde el combustible y el aire se mezclan a velocidades, turbulencias y concentraciones requeridas para mantener un encendido y una combustión estable.
- Cabezal de desfogue: Tubería principal a la que se conectan todos los ramales de tubería de gas relevado para su conducción hasta el tanque de desfogues, sello o quemador.



- Castañeo o traqueteo (chattering): Movimientos rápidos anormales (oscilantes) de las partes móviles de un dispositivo de relevo de presión durante los cuales el disco hace contacto con el asiento.
- Combustión sin humo: Combustión cuya flama esta 100% libre de humo.
- Chimenea: Tubería vertical ascendente para descargar los gases producto de la combustión a una altura tal, que se logre la dispersión de contaminantes y se abata la radiación de calor.
- Contrapresión: Presión continúa en la descarga del dispositivo de relevo de presión, llamada superimpuesta, o una presión formada por la misma descarga del fluido relevado a la salida de dicho dispositivo. La contrapresión alta, además de reducir la capacidad de la válvula, y aumentar la presión de apertura inicial, también provoca una vibración (traqueteo) (chattering), que causa daño a la válvula.
- Contrapresión generada: Presión en los ramales y cabezal de desfuegos, que se genera como resultado de la apertura de una o más válvulas de relevo.
- Contrapresión superimpuesta: Presión estática que existe a la descarga de la válvula antes de que ésta abra. Es resultado de la presión de otras fuentes en el sistema de desfuegos.
- Disco de ruptura: O también llamados discos de rotura, alivio o venteo, son membranas fabricadas en diversos materiales, diseñados para romperse y permitir la evacuación a paso del fluido a una presión/depresión predeterminada.
- Dispositivos de relevo: Dispositivo para prevenir el incremento de la presión interna de un recipiente..
- Flama: Masa gaseosa en combustión, que se eleva de los cuerpos que arden y despiden luz de varios colores, acompañada de desprendimiento de energía.



- Flama estable: Permanencia de la flama en la punta del quemador, sin cambio o riesgo de caer o desaparecer.
- Frente de llama: Es la distancia que existe entre el gas que está en combustión y el gas que aún no entra en ella.
- Gas de purga: Gas (gas combustible o gas inerte) suministrado al sistema de desfuegos para evitar la entrada de aire en el mismo.
- Humo: Mezcla visible de gases producida por la combustión incompleta de una sustancia, generalmente compuesta de carbono, y que arrastra partículas en suspensión.
- Lazo de control: Combinación de dos o más instrumentos interconectados y arreglados para medir o controlar una variable de proceso.
- Opacidad: Cualidad de opaco, para observar que tan traslúcido es el material.
- Presión ajuste de (calibración): Presión de entrada a la cual se ajusta la válvula de relevo para que abra en condiciones de servicio.
- Presión de diseño: Es el valor más severo de presión manométrica para un recipiente o componente en condiciones normales de operación, a su respectiva temperatura de diseño de metal, usada para el cálculo y diseño del recipiente o componente a presión.
- Presión de operación: Presión manométrica del recipiente a la que opera normalmente, la que no debe exceder ;la presión máxima permisible de trabajo (PMPT) del metal, y que se mantiene usualmente a un nivel apropiado por debajo del punto de disparo de su dispositivo de relevo, o alivio de presión, de tal forma que prevenga frecuentes aperturas.
- Presión de ruptura: Valor de la presión estática corriente arriba menos el valor de la presión estática corriente abajo, justo antes de que se rompa un disco de ruptura.
- Purga: Extracción de fluidos indeseables de un equipo, tubería o accesorio.



- Quemador elevado: Sistema para disponer en forma segura gases o mezclas de hidrocarburos desfogados, por medio de combustión.
- Quemador de fosa: Sistemas cuyas boquillas de quemado están situadas vertical u horizontalmente a nivel de piso, su función principal es quemar gases líquidos, que normalmente requieren de área (excavada o talud), para contener materiales indeseables producidos por combustión incompleta, esto, para casos de emergencia.
- Quemador enclaustrado: Sistema cuyas boquillas de quemado se encuentran en un espacio confinado, ocultando la flama de la visión directa, reduciendo el ruido y radiación de calor.
- Radiación: Transferencia de calor; caracterizado por la transmisión de energía radiante desde una fuente de elevada temperatura hacia un rector de menor temperatura.
- Recipientes de pared seca: Recipientes cuyas paredes internas están expuestas a gas o vapor sin mantener un nivel de líquido constante.
- Recipientes de pared mojada: Recipientes que mantienen un nivel de líquido constante, donde el área bajo este nivel, se considera en el cálculo del vapor generado cuando se expone a fuego u otra fuente de calentamiento externo.
- Retroceso de flama: Fenómeno producido cuando la presión de los gases a quemar es menor a la presión atmosférica, permitiendo el ingreso de aire dentro de la boquilla, formando una mezcla combustible o explosiva, que al contacto con la fuente de calor se inflama hacia el interior del sistema de desfogue.
- Sistema cerrado: Consiste en un cabezal y ramales, los cuales recolectan el fluido relevado de los distintos dispositivos de relevo de presión, y lo conducen hacia un punto en el cual se debe disponer en forma adecuada.



- Sobrepresión: Incremento de presión por arriba de la presión de ajuste del dispositivo de relevo. La sobrepresión es llamada acumulación, cuando el dispositivo de relevo se ajusta a la presión máxima permisible de trabajo.
- Tanque de desfogues: Recipiente que se instala en un sistema de desfogues con el fin de separar el líquido arrastrado por la corriente de desfogue para evitar su presencia en los quemadores.
- Tamaño de válvula de relevo: Designación con la cual se indica el diámetro nominal de entrada y salida de una válvula de relevo de presión.
- Tanque de sello: Recipiente que contiene cierto nivel de líquido para extinguir en retroceso de flama. El sello en el tanque está determinado por la presión de descarga en la boquilla del quemador.
- Tubería ascendente: Tubería vertical que transporta los gases o gas del nivel de cabezal o tanque de sello a la boquilla del quemador.
- Válvula de relevo de presión: Dispositivo automático diseñado para abrir a una presión determinada y volver a cerrar, previniendo con ello la descarga adicional de flujo, una vez de que las condiciones de operación han sido restablecidas. El termino válvula de relevo de presión se utiliza para denominar indistintamente y en forma general a una válvula de seguridad, válvula de alivio, válvula de seguridad-alivio o una válvula operada por piloto.

(PEMEX, 2011)

10.2 Componentes Principales del Sistema de Desfogue

Son de forma enunciativa: dispositivos de relevo de presión, tuberías (disparos, ramales y cabezales), tanque(s) de desfogues, tanque(s) de sello líquido, quemadores, sellos de gas, equipo de ignición y equipos o componentes auxiliares como son los de neutralización, recirculación, sistema de control, alarmas, entre otros (PEMEX, 2011).



10.3 Condiciones del Sistema de Desfogue

Para que los sistemas de desfogue cumplan con su función correctamente deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Los desfogues con descarga a la atmósfera deben ser dispersados para que la sustancia alcance al nivel cero, y las emanaciones contaminantes al ambiente estén dentro de los niveles permitidos conforme a las legislaciones ambientales.
- Los desfogues con descarga a la atmósfera hacia arriba, deben ser ubicados en zonas donde estos no pongan en riesgo al personal e instalaciones.
- Los desfogues verticales con descarga a la atmósfera, deben tener un corte al menos de 45° en su extremo como mampara de viento y trampa de líquidos en el fondo (con conexión de drenado, o descarga a 90 grados con respecto a la horizontal) para que impida la entrada de agua pluvial, polvos o cualquier otro contaminante. En ambos casos, el extremo superior debe contar con una malla contra pájaros, que impida el ingreso de agentes extraños o anidación, provocando que se obstruya la descarga.
- Los desfogues verticales con descarga a la atmósfera hacia abajo, deben descargar en fosas o cajas de drenaje, de tal forma que no se provoquen salpicaduras o contrapresiones.
- Los tanques de desfogue deben separar los líquidos contenidos en las corrientes, para su traslado a unidades de separación, recuperación, neutralización, almacenamiento o disposición.
- No enviar al mismo cabezal de desfogue sustancias que al mezclarse reaccionen exotérmicamente, produzcan composiciones explosivas, o reactividad al medio que las contenga.



- El sistema en su totalidad incluyendo válvulas de desfogue, equipos y dispositivos están diseñados para que los niveles de ruido no excedan los límites máximos permisibles. (PEMEX,2011)

10.4 Tipos de Sistemas de Desfogue

Los principales tipos de desfogue que se tienen son los que se indican a continuación, pueden ser independientes o bien una combinación de estos:

- Sistema abierto: En el cual los gases, líquidos o vapores desfogados a través de dispositivos de relevo de presión son enviados a la atmósfera o colector de líquidos, como son las fosas de quema.
- Sistema cerrado con combustión: En este sistema, los gases, líquidos y vapores son conducidos por los cabezales de desfogue a los tanques de separación, desde este punto los gases se envían a los quemadores y los condensados se disponen para su recirculación al sistema, neutralización o despacho o recuperación a plantas de proceso.
- Sistema cerrado con neutralización: Es en el cual los gases, líquidos o vapores desfogados son conducidos por los cabezales de desfogue a unidades o equipos para su tratamiento químico o físico-químico, esto con el fin de reducir sus riesgos a la salud, inflamabilidad o reactividad antes de ser lanzados a la atmósfera, quemados o puestos a disposición para su despacho.
- El sistema cerrado con recuperación: Debe recolectar el fluido relevado y proporcionar el tratamiento para recuperar sustancias o neutralizar y convertir en productos menos riesgosos; por lo tanto los gases, líquidos o vapores desfogados deben ser conducidos por los cabezales de desfogue a unidades o equipos donde las sustancias de alto valor económico o energético son separadas, recolectadas y retornadas al proceso, mientras



que los desechos son quemados o puestos a disposición para su neutralización o despacho. (PEMEX, 2011)

Para el diseño y dimensionamiento de un sistema de desfogue, se debe elaborar el análisis y resumen de cargas de desfogues, considerando todos los eventos y escenarios normales como anormales en los sistemas o unidades, que ocasione la apertura de dispositivos de desfogue o relevo de presión de líquidos, gases, vapores o combinaciones de estos.

10.5 Quemador

El quemador es uno de los equipos más importantes dentro del sistema de desfogue, además de ser el más visible de los equipos asociados con una planta de proceso o área de producción. Bajo condiciones de diseño representa fuego o combustión. (Abraham Estrada y Gabriel López, IMP).

Los quemadores son comúnmente usados en la industria petrolera para disponer con seguridad de los gases, durante desajustes del proceso y emergencias, quemando compuestos orgánicos. Las emisiones incluyen hollín, partículas suspendidas totales (PST), óxidos de azufre (SOX), óxidos de nitrógeno (NOX), monóxido de carbono (CO), ruido, olor e hidrocarburos no quemados.

Aunque existen diferentes tipos de quemadores, los elevados son los más usados; se deben instalar de acuerdo a la dirección de los vientos y localizarlos a distancias adecuadas de otras instalaciones y de áreas urbanas adyacentes para minimizar riesgos por toxicidad, inflamabilidad, explosividad y radiación al personal.

En el diseño de un quemador es muy importante la eficiencia de operación; la boquilla debe ser diseñada para mantener un patrón de flama estable sobre una zona de combustión controlada, es decir, inmediatamente arriba de ella y nunca



sobre la boquilla misma, deberá estar lista en cualquier momento aunque los flujos sean intermitentes y prevendrá la entrada de aire y retroceso de flama. El deflector de viento es necesario para evitar la caída y salida de la flama, incluyendo pilotos confiables con protección individual y un sistema de ignición (Abraham Estrada y Gabriel López, IMP).

Actualmente, los estándares de seguridad y legislación ambiental han transformado la tecnología de estos dispositivos; provocando diseños más complejos que permitan una combustión completa sin humo a pesar de que sean afectados por las velocidades del viento, lluvia, y otros factores climáticos.

La función primaria de un quemador es prevenir el relevo de los gases no quemados, y por lo tanto las emisiones no controladas son extremadamente dañinas; un diseño adecuado elimina la posibilidad de lluvia de fuego de condensados al personal de planta y equipo. La “Lluvia de fuego” se produce cuando las corrientes que se queman tienen alta densidad y los vapores se condensan para formar líquido.

Al diseñar un quemador se debe tener en cuenta que cuando es sobre diseñado, el quemado ocurrirá dentro de la boquilla y debido a esto la flama será extinguida por el viento; el considerar flujo excesivo origina que la flama se levante o sople fuera de la boquilla, permitiendo que los compuestos no quemados escapen a la atmósfera sin ser tratados; si el flujo se considera mínimo la flama no será estable.

El quemador es un dispositivo mecánico diseñado para producir una llama estable en la que se lleve a cabo una combustión. La combustión es una reacción exotérmica en la cual la energía es liberada cuando la reacción ocurre. Se lleva a cabo entre los contaminantes y el aire compuesto por nitrógeno 79%, oxígeno 21%, y algunas otras sustancias.



Básicamente un quemador consta de:

- Boquilla de salida para gas de desecho
- Piloto o serie de pilotos
- Tuvo ignitor conectado a un panel de ignición
- Deflector de viento
- Anillo y boquilla para inyección de vapor
- Sello para evitar retroceso de flama
- Gas de purga para mantener presión positiva

Una variedad de estilos de quemadores y modos de operación son desarrollados; pueden ser de fosa, elevados, multijet, cerrados o asistidos con aire, vapor o agua. De acuerdo a su operación son clasificados como: sin humo y endotérmicos, (los más usados son sin humo asistidos con vapor o aire). (Abraham Estrada y Gabriel López, IMP)

Para permitir una operación segura durante los períodos en que pudiese apagarse la flama, la concentración a nivel de piso y en los radios de afectación esta sobre los límites de explosividad del gas. La concentración a nivel de piso y en los radios de afectación debe ser estimada asumiendo que el quemador está funcionando como chimenea o venteo; para esto se propone aplicar modelos de dispersión para predecir las concentraciones a nivel de piso y velocidad de salida.

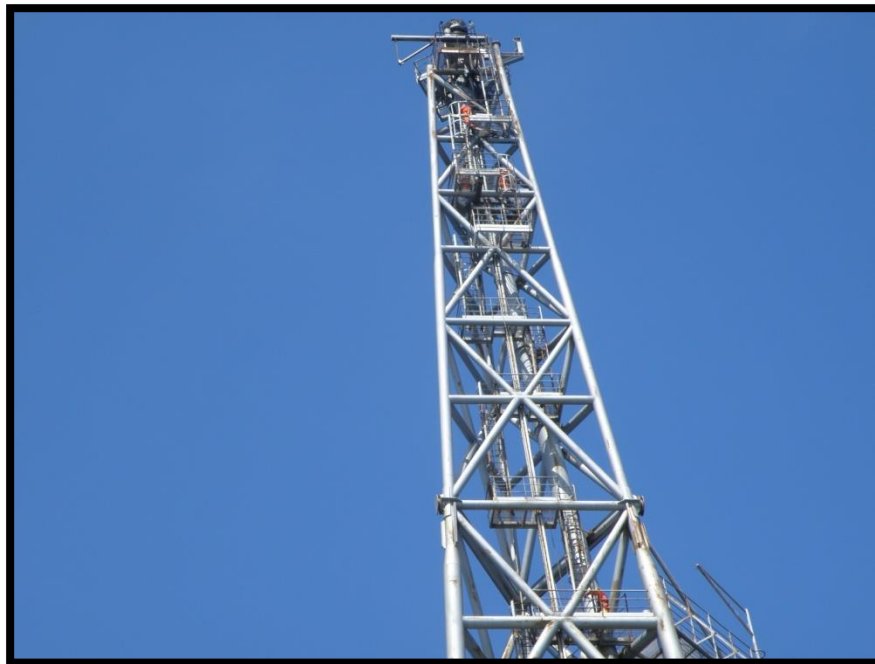


Figura 10.1.- Fotografía de un Quemador de gas



Conclusiones y Recomendaciones

Se menciona la importancia que tienen los barcos de proceso (FPSO) en la actualidad para la producción de hidrocarburos costa fuera; así mismo se describe la filosofía de operación de los diferentes sistemas que componen un barco de proceso, los diferentes elementos que componen cada sistema y función, y como se ven involucrados un sistema con otro.

Siendo un proceso similar el que se lleva a cabo en tierra, la descripción de los sistemas mencionados también da noción de los procesos que se llevan a cabo una vez extraído el petróleo de un pozo terrestre.

Es recomendable que estos barcos sean lo más versátiles posibles para que puedan moverse a diferentes zonas con diferentes características y su vida útil sea mayor, también que los equipos que se montan sean redundantes para evitar paros en el proceso por fallas mecánicas en los equipos, a fin de evitar pérdida de tiempo que se traduce en pérdidas económicas ya que la renta de estos equipos es muy costosa; el costo promedio de la renta de un FPSO es de 500,000 dólares por día, dependiendo de la generación del barco, por ello la importancia de que se mantenga siempre en funcionamiento salvo que las condiciones ambientales no los permitan.

Por otra parte se recomienda que su diseño sea lo más seguro posible y que las maniobras se realicen con suma precaución ya que desgraciadamente los accidentes en la maniobra de carga y descarga son muy frecuentes y sus consecuencias catastróficas para el ecosistema y los seres vivos.



BIBLIOGRAFÍA

A. P. Szilas (1975) PRODUCTION AND TRANSPORT OF OIL AND GAS. Petroleum Engineering Department, Miskolc Technical University of Heavy Industries, Hungary. Elsevier Scientific Publishing.

Abraham Estrada Flores y Gabriel López Vidal, Dispersión de Contaminantes y estudio de riesgos a quemadores elevados; alternativas de solución en un marco de desarrollo sustentable en beneficio del ambiente. IMP, México.

Bergesen World Offshore (2006) Operation Manual Gas Compression System M60 for YÚUM K'AK'NÁAB.

BW Offshore's Management System (2006) Operation Manual Gas Sweetening M45 for YÚUM K'AK'NÁAB.

Eleonora Erdmann , Liliana Ale Ruiz (2012) ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL CON AMINAS. SIMULACIÓN DEL PROCESO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARAMÉTRICO. Argentina.

Gómez Oropeza José Antonio (2015) PROCESO Y MANEJO DE GAS. Tesis de licenciatura UNAM. México.

J. Angel Gomez Cabrera, Francisco Becerril Cardenas, Leobardo Flores Sanchez (1986) APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN LA SUPERFICIE. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

JISKOOT (2006) Crude Oil Blender, System Overview Functional Description, Operation Instruction.

JISKOOT (2006) OPERATING & MAINTENANCE MANUAL OFF CRUDE OIL BLENDER, México.



Juan Carlos Pérez García (2013) ALTERNATIVAS EN EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. Tesis de licenciatura, Facultad de ingeniería. UNAM, México.

Ken Arnold & Maurice Stewart (2008) Surface Production Operations, Design of oil handling systems and facilities. USA. Third Edition, Elsevier.

Manuel Viejo Zubicaray (2004) Bombas, teoría diseño y aplicaciones, Tercera edición. México. Editorial Limusa.

Nolasco M. J. y Garaicochea P. F. (1978) Criterios para seleccionar las condiciones de separación de aceite y gas.

O. A. Jaramillo (2007) Intercambiadores de Calor, Centro de Investigación de Energía. UNAM, México.

Oscar Alfredo Godoy Marroquín (2010) ANÁLISIS DINÁMICO DE LÍNEAS DE AMARRE A BASE DE POLIÉSTER PARA SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS, tesis de maestría. UNAM, IMP, México.

PEMEX (2011) Sistemas de Desfogues y Quemadores en Instalaciones de PEMEX, Documento No. NRF-031-PEMEX-2011.

Pemex Perforación y Producción (2005) Especificaciones técnicas de operación y mantenimiento de un FPSO. PEMEX, México.

Pérez Amador Barrón Víctor (1992) GENERADORES, MOTORES Y TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS. Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Perwitasari R. N. (2010) Hydrodynamic interaction and mooring analysis for offloading between FPSO and Ing shuttle tanker. Norwegian University of Science and Technology.



Tirado Pérez Sergio Rafael (2012) Maquinas Sincrónicas. Departamento de Electricidad, Maquinas Eléctricas III. Ciudad Bolívar, Venezuela.

UNAM (2014) Apuntes clase Conducción y manejo de hidrocarburos, México.

Villalobos Toledo Ángel (2011) INSTALACIONES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN: FUNDAMENTOS, Manual Práctico. Unidad Profesional – Adolfo López Mateos. IPN, México.

Wuotto Ramos, José Antonio (2008) Desarrollo para la estabilización de los crudos ligero y superligeros. Facultad de ingeniería, UNAM, México.