

**IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS ÁREAS CON ANÁLISIS
MECÁNICO EN UN SISTEMA DE TUBERÍA DE SUPERFICIE Y TRANSPORTE
PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**EKATHERINE SANTANA BUENO
NYDIA ANDREA RUEDA RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

**IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS ÁREAS CON ANÁLISIS
MECÁNICO EN UN SISTEMA DE TUBERÍA DE SUPERFICIE Y TRANSPORTE
PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**EKATHERINE SANTANA BUENO
NYDIA ANDREA RUEDA RAMIREZ**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
NICOLAS SANTOS SANTOS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

Nydia Andrea Rueda Ramirez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus sinceros agradecimientos a las personas y entidades que fueron participes, en la ejecución de este proyecto:

Ingeniero Nicolás Santos

Ingeniero Edwin Rey

Ingeniero Celia Fajardo

Ingeniero Juan Carlos López

Ingeniero Faber Chaparro

Ingeniero Javier Bello

A nuestra familia y pareja por el apoyo incondicional para cada momento dedicado a las horas de tertulia e investigación para culminar la especialización.

CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1. JUSTIFICACION.....	15
2. OBJETIVOS.....	17
2.1 OBJETIVO GENERAL	17
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
3. CAMPOS DE PRODUCCION.....	18
3.1 CABEZA DE POZO	19
3.2 MANIFOLD (MULTIPLE)	21
3.3 FACILIDADES DE RECOLECCIÓN Y SEPARACIÓN	22
3.4 ESTACIONES DE BOMBEO O COMPRESIÓN.....	23
3.5 ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA EN CUSTODIA	25
3.6 LINEAS DE FLUJO.....	26
4. BASES DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	28
4.1 BASE TEORICA DE EQUIPOS A NIVEL DE PROCESO.....	28
4.2 EQUIPOS DE PROCESO.....	32
4.2.1 SEPARADOR.....	32
4.2.2 FWKOS (FREE WATER KNOCKOUTS).....	36
4.2.3 TRATADOR TÉRMICO	38
4.2.4 GUN BARREL.....	42
4.2.5 SCRUBBER.	44
4.3 BASE TEORICA PARA APLICARLO EN EL DISEÑO MECÁNICO DE FACILIDADES	45
4.3.1 TEORÍA MODOS DE FALLA	45
4.3.2 RECIPIENTES A PRESIÓN.....	48
4.3.2.1 CONSIDERACIÓN PARA EL DISEÑO.....	52
4.3.2.2 INSPECCIÓN Y PRUEBAS.....	55

4.3.2.3	CONDICIONES DESPUÉS DEL DISEÑO.....	56
4.3.2.4	TIPOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	58
4.3.2.5	VENTEOS	59
4.3.2.6	PROTECCIÓN CATÓDICA.....	59
4.3.3	BOMBAS.....	63
4.3.4	COMPRESORES.....	68
4.3.5	TUBERÍA.....	72
5.	NORMAS Y ESTANDARES APLICABLES AL SISTEMA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	76
6.	EJEMPLO APLICATIVO DE DISEÑO DE LA PRIMERA FASE EN UN CAMPO PETROLERO.....	82
7.	CONCLUSIONES.....	85
	BIBLIOGRAFIA.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Cabeza de Pozo en el campo de Cusiana.....	20
Figura 2 Cabeza de pozo en Clúster en el Campo de Chichimene.	21
Figura 3 Manifold en plataforma ubicada en el Campo de Cusiana.....	21
Figura 4 Manifold de plataforma ubicada en el campo de Chichimene.....	22
Figura 5 Estación de bombeo Herveo.....	24
Figura 6 Estación Almacenamiento y bombeo Puerto Salgar.....	25
Figura 7 Unidad de Fiscalización de la Estación de Puerto Salgar.....	26
Figura 8 Línea de flujo en construcción en el campo de Floreña.....	27
Figura 9 Recipiente a presión representativo con la definición de las presiones a ser consideradas en el diseño.	30
Figura 10 Ilustración esquemática para determinar la presión hidrostática	31
Figura 11 Separador bifásico de producción	33
Figura 12 Partes externas de un separador trifásico	35
Figura 13 Partes internas y secciones de un separador trifásico.....	35
Figura 14 Partes externas.....	36
Figura 15 Tratador Térmico	38
Figura 16 Partes internas y externas de un separador	39
Figura 17 Sección de calentamiento.....	39
Figura 18 Tratador Térmico vertical	40
Figura 19 Tratador térmico vertical	40
Figura 20 Tubos de fuego.....	41
Figura 21 Gun Barrel	42
Figura 22 Gun barrel con bota interna	43
Figura 23 Gun Barrel con bota de gas externa	44
Figura 24 Scrubber de gas	44
Figura 25 Tipos de carga que soporta el material de equipos y tubería.	47
Figura 26 Alcance de varios códigos y estándares de diseño	52

Figura 27 Ecuaciones para recipientes bajo presión interna	54
Figura 28 Clasificación de las bombas	65
Figura 29 Esfuerzos debidos a fuerzas y momentos	74
Figura 30 Configuración básica de una facilidad y destino final del fluido	82
Figura 31 Diagrama de Proceso del Campo Sardinias con equipos.....	83
Figura 32 Diagrama de Proceso para el tratamiento de agua de vertimiento en el Campo Sardinias	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Bases de Diseño para Calcular la Estabilidad de los Equipos	57
Tabla 2 Códigos de Diseños de tanques de almacenamiento de líquidos	60
Tabla 3 Información para Hojas de Datos de Equipos a Presión.....	61
Tabla 4 Criterios para estampe de Equipos a Presión.....	61
Tabla 5 Unidades de Medida Especificas para Mecánica.....	62
Tabla 6 Comparación de tipos de Bombas.....	64
Tabla 7 Comparación de tipos de compresores.....	71
Tabla 8 Discriminación de equipos según zonas del campo de Producción de Hidrocarburos con estándares aplicables	76
Tabla 9 Códigos de Diseños para tanques de almacenamiento de petróleo y derivados	78
Tabla 10 Características Cualitativas a Cumplir por los Materiales de Tanques en Fibra de Vidrio.....	80
Tabla 11 Características de la Fibra de Vidrio	80

RESUMEN

TITULO: IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS ÁREAS CON ANÁLISIS MECÁNICO EN UN SISTEMA DE TUBERÍA DE SUPERFICIE Y TRANSPORTE PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS*.

AUTOR: EKHATERINE SANTANA BUENO
NYDIA ANDREA RUEDA RAMIREZ**

PALABRAS CLAVES: FACILIDADES, PRODUCCION, CAMPO, DISEÑO, NORMAS, ESTANDAR, HIDROCARBURO

DESCRIPCION

La necesidad de tener en cuenta los aprendizajes que se acumulan a través de la experiencia es relevante para realizar nuevos proyectos, y así, no repetir errores del pasado que generen pérdidas de índole económica, humana o ambiental. Por lo anterior, se han establecido estándares, códigos y normas que refuerzan la seguridad del procedimiento de diseño de los equipos y tubería para los sistemas de proceso en la producción de hidrocarburos, basados en el aporte de especialistas en cada tema; además, es complementado con aportes para una mejor organización en la construcción y transporte de los materiales y/o equipos.

El presente trabajo contiene la descripción de las áreas importantes que se deben tener en cuenta en un proyecto para un campo de producción de hidrocarburos, haciendo una breve descripción de los equipos que se encuentran en relación al proceso del fluido, adicionando buenas practicas que se obtienen de la experiencia y aferrando un tipo de norma que genere una guía para el diseño e instalación de dichos equipos y tubería por cada zona, ya sea de trazado aéreo o enterrado.

Se encuentra fuera del alcance, la información referente a la zona de refinería de hidrocarburos y el transporte de refinados.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos. Director: Nicolas Santos Santos

SUMMARY

TITLE: IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LAS ÁREAS CON ANÁLISIS MECÁNICO EN UN SISTEMA DE TUBERÍA DE SUPERFICIE Y TRANSPORTE PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS*.

AUTHOR: EKHATERINE SANTANA BUENO
NYDIA ANDREA RUEDA RAMIREZ**

KEY WORDS: FACILITYES, PRODUCTION, FIELD, DESIGN, REGULATION, STANDARD, HYDROCARBON

DESCRIPCION

the need to take in account the learning collected through of the experience is relevant for realizing new projects, like this, not to repeat past's mistakes which generates kind of losses like economic, human or environmental, for the previous, it has established standards, regulations and rules that reinforce the security of procedure in the equipment and piping design for the process system in the hydrocarbon production, based on contribution of specialists in each subject; add more, it is complemented with contributions for a better organization in the construction and transport of the materials and/or equipment.

The real job contains the description of the important areas which we should take account in a project for a hydrocarbon production field, this does a short description about of equipment and piping in relation with the fluid process for each zone, either a above or underground runner.

It is out of scope, the information references to the refiner zone of hydrocarbon and petroleum's refining transport.

* Work degree

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleos School of Engineering. Director: Nicolas Santos Santos

INTRODUCCION

“Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas”.

Es necesario que las personas que dirigen u operan un campo petrolero, conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos y facilidades de producción instaladas para lograr que los procesos sean más eficientes.

Los supervisores, técnicos y operadores deben identificar la importancia y el manejo de las principales variables que inciden en las operaciones de superficie en los campos petroleros, basados, tanto en los aspectos teóricos, como en la experiencia de campo para mejorar las habilidades, actitudes y aptitudes del personal y optimizar costos de producción.

La industria petrolera de hoy requiere que el personal que desarrolla las actividades de producción y mantenimiento de pozos, mejore sus competencias para que su trabajo lo haga en forma más integrada, que ejerza un liderazgo efectivo y que aplique las mejores herramientas de gestión para lograr una mayor eficiencia, eficacia y efectividad en todos los programas de trabajo que a diario se realizan en los campos de producción. El cumplimiento de las metas o pronósticos de producción, la disminución de las pérdidas de producción, la optimización de los costos y presupuestos de producción y mantenimiento, optimizando los procesos de mantenimiento de subsuelo y de superficie, deben ser los principales objetivos a los que deben llevar las diferentes operaciones y trabajos que a diario se realizan en los campos petroleros.

1. JUSTIFICACION

Muchos estudiosos del análisis mecánico de los materiales han concluido bases teóricas que pueden ser aplicadas a la realidad de un sistema de tubería y/o equipos, para el caso en particular de la Producción de Hidrocarburos; con ello, no solo puede ser predecible el comportamiento de dicho conjunto, sino también puede ser afianzado un diseño de conexión tubo y equipo para asegurar una vida útil, que no genere costos innecesarios en daños y paradas de producción significativas económicamente a nivel nacional.

Las grandes operadoras que producen el petróleo se preocupan cada día para encontrar métodos más eficientes de producción de Hidrocarburos, y con ello reducir probabilidades de falla y costos totalmente innecesarios, que ubican fusibles de pérdidas económicas.

Actualmente es impredecible la comercialización de un campo productor, por ello, los ingenieros deben estar preparados para abordar a nivel técnico el diseño de la red de tubería y equipos a ser instalados correctamente para comenzar la Producción; todo lo anterior, no debe generar re-ingeniería a posteriori que solo causa riesgos a nivel de seguridad y costos económicos impredecibles.

Con ésta monografía, se espera proyectar una visión general de los diferentes procesos y áreas que componen todo un sistema de tubería y equipos para llevar a cabo la producción de Hidrocarburos desde la cabeza de pozo hasta la entrega en la zona de refinación.

Con el conocimiento de las normas y buenas prácticas de ingeniería que han sido nutridas de la experiencia de muchos años, se puede abordar técnicamente situaciones a nivel de ingeniera para no repetir los errores del pasado, asegurando

a nivel técnico el funcionamiento más óptimo de los componentes del sistema físico para la Producción de Hidrocarburos.

Para ello se plantea describir las zonas importantes en la Producción de Hidrocarburos identificando las normas, códigos y/o buenas prácticas de ingeniería aplicables que generan mayor confiabilidad en el diseño y aplicación de los sistemas de tubería y equipos.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Definir una metodología para abordar técnicamente las diferentes áreas en un sistema de equipos y tubería en el campo petrolero y transporte para la Producción de Hidrocarburos.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Tabular las áreas importantes en un sistema de tubería y equipos de superficie para la Producción de Hidrocarburos especificando el nivel de complejidad técnica.
- Describir la teoría básica para abordar técnicamente a nivel de procesos y mecánico los sistemas de tubería y equipos para la Producción de Hidrocarburos.
- Conocer los códigos, normas y buenas prácticas de ingeniería existentes a nivel mundial, teniendo en cuenta su aplicación en tubería y equipos.
- Realizar un ejemplo de describa la aplicación de la teoría y algunas normas detalladas en la monografía.

3. CAMPOS DE PRODUCCION

Para llevar a cabo la producción de hidrocarburos se han creado varios sistemas de extracción según la necesidad requerida, los cuales están compuestos por áreas de proceso interconectadas que favorecen la transformación del fluido negro y su transporte.

La interacción del ser humano con los hidrocarburos comenzó hace muchos años, históricamente se conoce que existía fuego permanente, el cual era escapes de gas que podía encenderse y quemarse; un ejemplo de ello fue en el año 1000 AC, el lugar donde el famoso oráculo de Delfos fue construido; y en el año 500 AC, los chinos utilizaban el gas natural para calentar agua. Pero hasta 1859 se perforo el primer pozo exitosamente, llamado El pozo Drake ubicado en una granja en el noroeste del estado de Pensilvania de los Estados Unidos, los primeros pozos realizados fueron muy someros con máximo 50 metros de profundidad.¹

Con el tiempo se han desarrollado diferentes maneras de extraer el petróleo del subsuelo a un mayor número de kilómetros, los cuales han llegado alrededor de 7 kilómetros; con ayuda de la evolución de la tecnología a nivel de energía eléctrica que potencializa las maquinas.

Lo anterior conlleva a la producción de los hidrocarburos, los cuales se encuentran en un reservorio petrolero, el cual es una cama de roca capaz de contener gas, petróleo o agua. Un reservorio comercialmente productivo debe tener suficiente espesor y espacio poroso para contener un gran volumen de hidrocarburos y

¹DEVOLD, Håvard. Oil and gas production handbook, ABB ATPA Oil and Gas, 2006.

permitir fluir los productos a una velocidad satisfactoria cuando el terreno es perforado.²

Lo anterior conlleva a lograr el objetivo de extraer hidrocarburos, para ello es necesario implementar una serie de equipos y tubería interconectados que establecen procesos para transformar y transportar el fluido a la zona de refinación, que deben ser diseñados y elaborados técnicamente confiables; dicho conjunto es englobado por un campo petrolero.

Los campos de producción están compuestos por uno o varios tipos de reservorios, el cual es definido geográficamente por el responsable de la administración de los terrenos del estado y por el propietario del bloque según los estudios de disponibilidad para la producción de hidrocarburos.

Basado en las predicciones técnicas, se establece una serie de pozos y/o clúster ubicados estratégicamente en todo el campo petrolero, los cuales llevan a la superficie el fluido, y es allí donde es necesario transportarlo desde la cabeza de pozo hasta la zona de refinación; a continuación se mencionan las áreas definidas por tipo de función y/o proceso que se presentan en el recorrido anteriormente descrito.

3.1 CABEZA DE POZO

Se encuentra ubicada en el punto de perforación del campo a la elevación del nivel de terreno natural, donde es necesario instalar un equipo. Si la potencia natural del pozo es suficiente o si el equipo de levantamiento artificial lo permite se instala la unidad comúnmente llamada “christmas tree”, ya sea para un pozo

² BROCK, James. Applied Open-Hole Log Analysis, George V. Chilingar, University of Southern California, 1986.

inyector o un pozo productor; en caso diferente, se instala la facilidad pertinente que dependerá del tipo de levantamiento que se establezca para la extracción.

Este equipo debe tener la capacidad de controlar la presión con la cual llega el fluido a la superficie y con ella ser transportado hacia las facilidades de separación.



Figura 1 Cabeza de Pozo en el campo de Cusiana.

Dependiendo del estudio hidráulico del campo petrolero se establece el número de pozos que se perforan en cada zona; en algunos casos, el conjunto de un número de pozos en una misma zona del campo es llamado Clúster, los cuales tienen funciones establecidas según el estudio de proceso y de yacimiento.



Figura 2 Cabeza de pozo en Clúster en el Campo de Chichimene.

3.2 MANIFOLD (MULTIPLE)

Es la interconexión de tubería que proviene de diferentes zonas o cabezas de pozo, con el objetivo de aunar varias entradas de fluidos compatibles y llevarlo a un destino común.

Estas instalaciones son utilizadas para instalar los accesorios necesarios que controlan las variables físicas de los fluidos de las operaciones tanto de prueba, producción e inyección en el sistema de producción en general.



Figura 3 Manifold en plataforma ubicada en el Campo de Cusiana.

La configuración del múltiple será establecida en principio por el estudio hidráulico que debe llevar los fluidos que intervengan en la operación y después de los criterios de ingeniería para mantener una correcta accesibilidad de operación y mantenimiento de los accesorios interconectados.



Figura 4 Manifold de plataforma ubicada en el campo de Chichimene.

3.3 FACILIDADES DE RECOLECCIÓN Y SEPARACIÓN

Después de realizar la recolección de los hidrocarburos de los pozos en el campo petrolero, llegan a una zona de separación y acondicionamiento del fluido por medio de las troncales (líneas de flujo) dentro del mismo campo, en ésta zona se realiza una serie de procesos que acondiciona el fluido de producción para que cumplan con los requisitos exigidos por la entidad avalada del ministerio de minas y energía para llevar a cabo su transporte a la zona de refinación; algunos de los procesos son separación del gas, y agua, además del retiro de contaminantes que son factores de daño del material de la tubería y equipos por los cuales pasa el fluido.

Los equipos de separación pueden ser de estilo vertical u horizontal según sea el requerimiento de las condiciones del fluido.³ Como complemento a esta área de proceso son utilizados otros equipos como calentadores con el fin de disminuir la

³ ARNOLD, Kend. Surface Production Operations, by Butterworth-Heinemann, 1999.

viscosidad y así facilitar la separación posterior del agua emulsionada, los cuales pueden ser indirectos o directos, según el procedimiento para transmitir el calor del combustible al fluido: por radiación o por conducción y convección, y en algunos casos pueden ser integrados tratadores; filtros de gas y de agua, los cuales eliminan partículas sólidas presentes en el fluido.⁴



Zona de Separadores en la estación del campo de Chichimene.

3.4 ESTACIONES DE BOMBEO O COMPRESIÓN

En el caso del gas, se utilizan estaciones de compresión para generar la presión suficiente que se requiere en el transporte del fluido por el gasoducto, ya que para el caso del gas separado, le es retirado la potencia de fluidez con la cual venía del pozo productor. Y, para el caso del líquido se utilizan estaciones de bombeo que aporta la presión suficiente para ser transportado por la línea de flujo.

⁴SANABRIA Carolina, CIFUENTES Ivan, Análisis y diseño de las facilidades de superficie para el manejo de crudos pesados y bituminosos, Tesis Universidad Industrial de Santander, 2010.



Figura 5 Estación de bombeo Herveo

Las estaciones de bombeo y compresión son ubicadas en la estación de separación y en puntos calculados dentro del recorrido de las líneas de flujo que transporta los hidrocarburos, los cuales generan la energía suficiente para llevar a cabo el desplazamiento de los fluidos hasta la zona de refinación, a que estos recorridos generalmente son muy extensos.

Los compresores recíprocos son mejores para bajas potencias (menor a 2000 hp) y altas relaciones, aunque también son utilizadas para tamaños grandes de aproximadamente 10000 hp, además de que tienen mayores eficiencias que las bombas centrífugas como capacidades para cambiar de dirección. Las bombas centrífugas son útiles para altas potencias y bajas relaciones (menor a 2.5), pero son menos costosas, de menor tamaño y tienden a requerir menos mantenimiento.⁵

⁵ARNOLD, Kend. Surface Production Operations, by Butterworth-Heinemann, 1999.

3.5 ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA EN CUSTODIA

Existen estaciones donde se almacena los hidrocarburos, aunque con el gas generalmente se evita realizar ésta operación, debido al nivel de riesgo que se expone el ambiente y la población en caso de fuga; en éstas zonas suelen ejecutarse procedimientos de medición para llevar a cabo ventas, control de entrega del producto dentro de la misma compañía o determinar el pago de impuestos, por lo cual es necesario mantener una exactitud en los sistemas de medición con una gran calidad de satisfacción para las partes que intervienen.



Figura 6 Estación Almacenamiento y bombeo Puerto Salgar

En las estaciones típicamente se encuentran las unidades LACT, donde es requerida la venta de hidrocarburos; estas unidades son basadas en los estándares exigidos por API para la medición y muestreo de la comercialización de crudo. El valor del crudo que recibirá dependerá generalmente de su gravedad,

contenido de BSW y volumen.⁶ Por lo anterior los accesorios e instrumentos utilizados deben tomar el muestreo correcto para realizar una correcta medición, dichos elementos son calibrados con una repetitividad aproximada del $\pm 0.05\%$.



Figura 7 Unidad de Fiscalización de la Estación de Puerto Salgar.

3.6 LINEAS DE FLUJO

Las líneas de flujo son grandes extensiones de tubería que generalmente hace sus recorridos de forma enterrada, puede recorrer varios kilómetros y transportar diferentes tipos de fluidos. Esta área debe tener una revisión constante en cuanto a la pérdida de material por corrosión y posible falta de redondez, debido a la presión externa a la cual se ve sometido. Las revisiones se realizan por medio de un equipo que recorre toda la tubería, midiendo el espesor del material y al mismo tiempo referenciando la coordenada geográfica del punto medido.

⁶ARNOLD, Kend. Surface Production Operations, by Butterworth-Heinemann, 1999.



Figura 8 Línea de flujo en construcción en el campo de Floreña.

Dentro del campo petrolero existen líneas de flujo que realizan la recolección del fluido de producción, primero desde la cabeza de pozo hasta el múltiple de recolección, y luego lo transporta desde éste último hasta las facilidades de superficie, y también son utilizadas para cubrir la red de distribución de los fluidos de inyección en caso de ser necesario. Cuando el fluido se encuentra en las condiciones ideales de transporte exigido por la planta de refinación, las líneas de flujo se utilizan como medio de transporte para llevarlo desde el campo petrolero hasta el área de refinación. Además de lo anteriormente describió, la tubería enterrada transporta los productos refinados para ser distribuidos en la nación, incluso a puertos donde los hidrocarburos son exportados.

4. BASES DE DISEÑO PARA EL SISTEMA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

4.1 BASE TEORICA DE EQUIPOS A NIVEL DE PROCESO

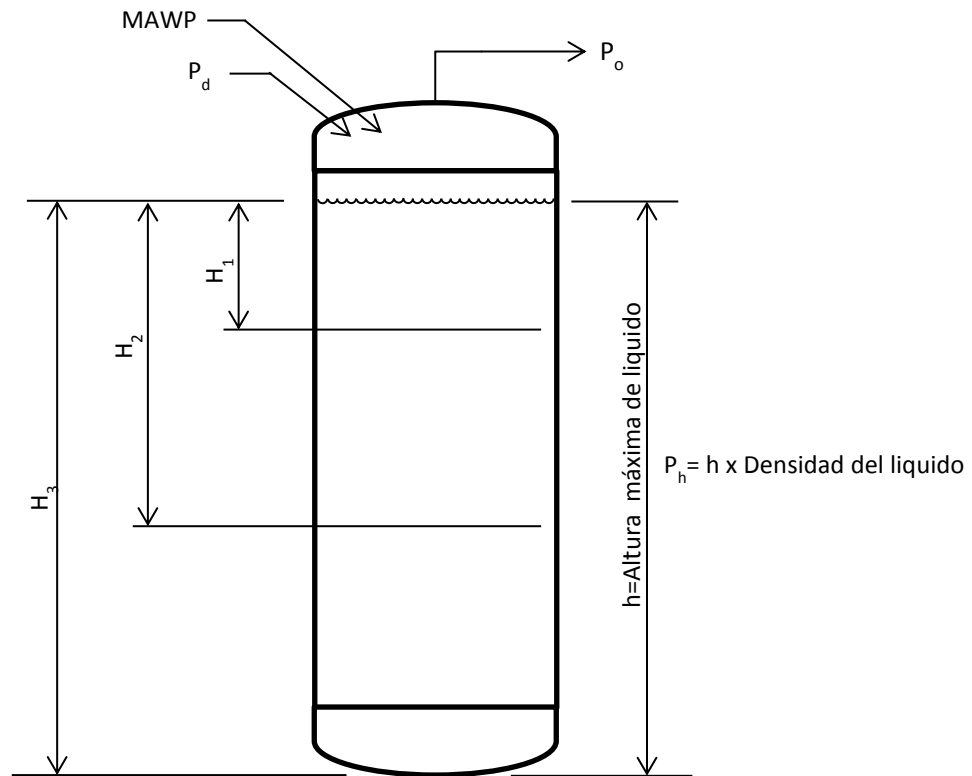
Para comenzar el diseño, se deben establecer las siguientes condiciones:

- Condiciones de Presión y Temperatura: Generalmente estas componentes prevalecen en el diseño, las cuales deben ser las peores condiciones a la cual se verá expuesto el equipo. La presión afecta directamente las ecuaciones de determinación de espesor mínimo y la temperatura influye de forma indirecta en la resistencia del material.
- Cargas de viento y sismo: Depende del lugar en el cual será instalado el equipo, dependiendo de la capacidad del equipo tendrá mayor o menor influencia en su diseño, pero es importante considerarlo en el anclaje y sostenimiento.
- Espesor permisible a corroer: Depende del fluido de servicio que contendrá el equipo y determina la vida útil del material, también es necesario tener en cuenta la posible corrosión debida al ambiente exterior en el cual se encuentra en el equipo.
- Cargas externas: Las cargas más grandes que se tienen en cuenta son las ejercidas por la tubería en las boquillas o de los aditamentos estructurales soldados al equipo como soportes y plataformas.

PRESION DE DISEÑO

- Presión de Operación (P_o): Se determina por la ingeniería que evalúa el proceso donde será incluido el equipo, la cual ocurre en las condiciones normales de operación del fluido.

- Presión de Diseño (P_d): Se obtiene a partir de la presión de operación adicionando un margen tolerable por seguridad, teniendo en cuenta la presión a la cual se tara la válvula de seguridad. Los márgenes de tolerancias se determinan por acuerdo del operador y diseñador del proceso. Aunque ésta presión establece las bases del diseño del equipo, no siempre se usa para el diseño de los componentes.
- Máxima Presión de Operación Permitida (MAWP, por su expresión en inglés), y a su vez se consideran otras magnitudes dependiendo del diseño del componente.
- Presión de cabeza Hidrostática (P_h): La cual se debe tener en cuenta en el diseño de los componentes ubicados en el fondo del recipiente, que no es relevante cuando el fluido de servicio es gas
- Caída de Presión (ΔP): establece el cambio de presión que puede presentarse dentro del recipiente, la cual será relevante de acuerdo al tamaño del equipo

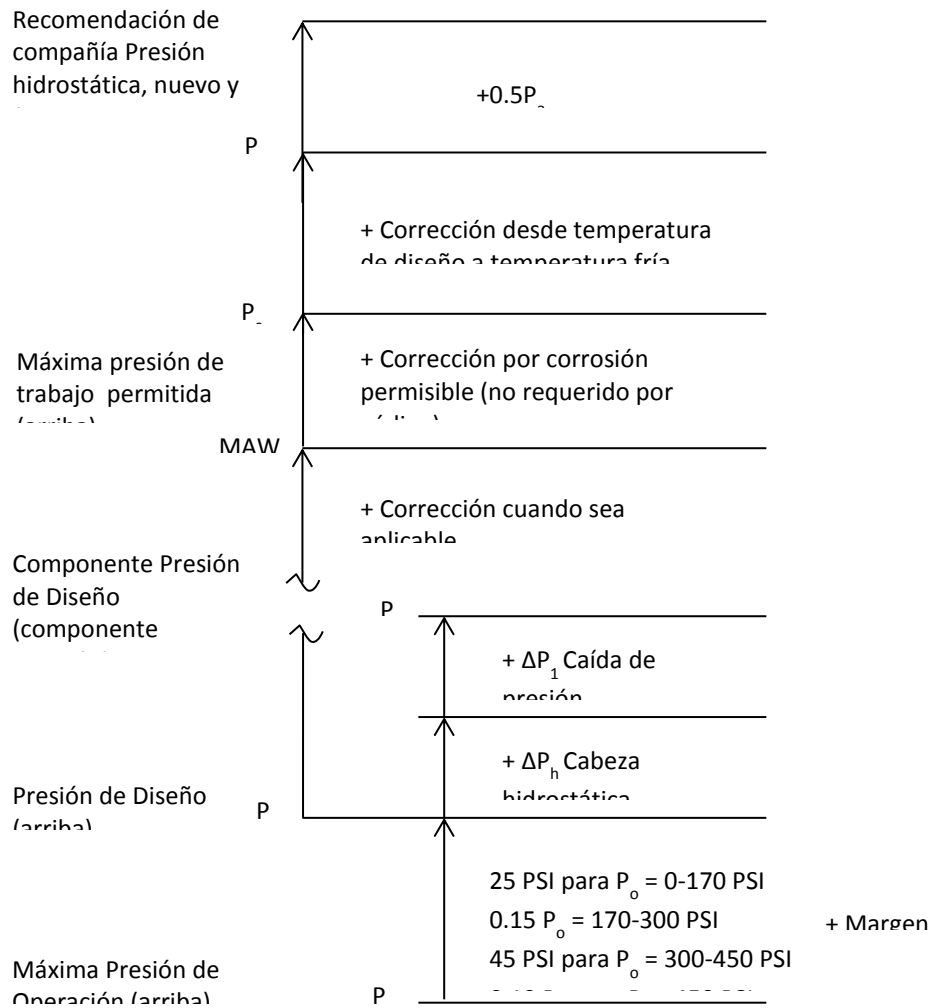


- | | |
|--|---|
| MAWP = Presión de Trabajo Máxima Permitida.
= P_d + Corrección (Cuando Aplique) | P = Componente de Presión de Diseño. |
| P_d = Presión de Diseño.
= $P_o + P_h$ + Margen | ΔP = Caída de Presión. |
| P_o = Presión Máxima de Operación. | $P_{1,2,3}$ = Componentes de Presión de Diseño a las alturas 1,2 & 3. |
| | P_h = Cabeza Hidrostática. |

Figura 9 Recipiente a presión representativo con la definición de las presiones a ser consideradas en el diseño. (Tomado de STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, pagina 141)

- Presión Externa: Algunas condiciones de operación o estados a los que se verá expuestos los equipos son presiones de vacío, las cuales causan fuerzas de presión externa de deben ser evaluadas; usualmente es más económico colocar anillos que rigidizan el recipiente en lugar de incrementar el espesor.⁷

⁷ STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, by Elsevier, USA, 2013.



Notas:

1. $\text{Corrección} = \frac{\text{Máximo esfuerzo frío permitido}}{\text{Máximo esfuerzo permitido a la Temperatura de diseño}} \times X$
2. MAWP es la Máxima Presión Permitida en Servicio, a la temperatura de diseño. MAWP puede exceder P_s .
3. Componente de la presión de diseño que es usada en las ecuaciones del código para dimensionar los componentes.
4. $\Delta P = P_{o(\text{entrada})} - P_{o(\text{salida})}$ (Negativo para recipientes con flujo hacia
5. ADD P_s Cuando es aplicable (Recipiente lleno de líquido)
6. Las márgenes son recomendaciones de compañía.
7. P_s se obtiene a partir del diseño de proceso.

Figura 10 Ilustración esquemática para determinar la presión hidrostática (Tomado de STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, página 142)

4.1.2. Temperatura de diseño. Los recipientes pueden estar expuestos a operar tanto a altas temperaturas como a muy bajas, que requieren auto refrigeración.

- **Temperatura Máxima:** Controla el diseño del recipiente estableciendo la resistencia permisible del material para la construcción del equipo. Se debe asegurar que el material soporta la máxima temperatura a una presión máxima de operación sin presentar condiciones de fluencia al cuando sea expuesto por un periodo continuo en ésta condición de operación.
- **Temperatura Mínima de Diseño:** Aunque no afecta directamente el diseño de los equipos si se debe tener en cuenta para la selección del material, ya que debe tener la suficiente tenacidad para soportar las posibles bajas temperaturas de operación que pueden producir falla por fragilidad ya sea durante el arranque o parada del proceso. Se determina la más baja temperatura esperada en servicio (MDMT, por su nombre en inglés)

Temperatura Máxima de Diseño: No debe ser menor a la principal temperatura esperada del metal en todo su espesor, a condiciones de operación. Se muestra en la planilla del equipo. Es la máxima temperatura a la cual llega el material a su máxima presión de operación esperada. Generalmente se adiciona un grado de tolerancia para mayor seguridad de cualquier evento inesperado en operación.

4.2 EQUIPOS DE PROCESO

4.2.1 Separador. Funciones primaria de los separadores

Remover el aceite del gas

Remover el gas del aceite

Separar el agua.

Es un recipiente presurizado utilizado en la separación de los fluidos provenientes de los pozos de petróleo. Esta separación se logra gracias a la diferencia de densidades.

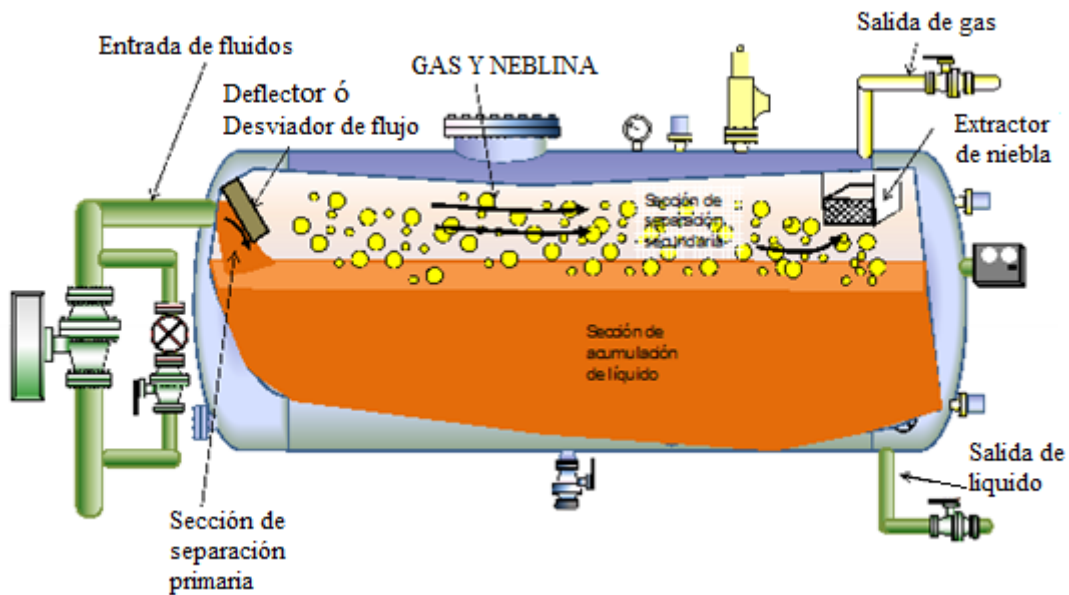


Figura 11 Separador bifásico de producción

Clasificación de los separadores:

- De acuerdo a su configuración: verticales, horizontales (de uno o doble tubo) y esféricos.
- De acuerdo a su función: Bifásicos y trifásicos
- De acuerdo a la presión de operación: separadores de baja, media y alta presión.
- De acuerdo a su aplicación: separadores de prueba y generales producción.

Secciones del separador:

- Sección de separación primaria (deflector de entrada)

En esta sección se remueve la mayor parte del líquido de la corriente que entra, cambia abruptamente la dirección del flujo por la absorción del momento o

momento del líquido (masa *Velocidad), permitiendo así que el líquido y el gas se separen.

- Sección de separación secundaria o de asentamiento gravitacional

A medida que la corriente de gas entra en la sección de asentamiento gravitacional, su velocidad disminuye y pequeñas gotas de líquido que están atrapadas en el gas y no fueron separados en el deflector de entrada son separadas por gravedad y caen a la interface Gas- Líquido.

- Sección de acumulación de líquido

Localizada en la parte inferior del separador, provee el tiempo de retención necesario para que el gas atrapado escape a la sección de asentamiento gravitacional. El grado de separación depende del tiempo de retención proporcionado.

El tiempo de retención es afectado por: la cantidad de líquido que el separador puede retener, la tasa a la cual los fluidos entran al recipiente, a diferencia de densidades de los fluidos

- Sección de coalescencia o extractor de niebla

Cuando el gas abandona la sección de asentamiento gravitacional contiene pequeñas gotas de líquido, generalmente de un tamaño menor a 100-140 micras. Esta sección utiliza elementos coalescedores que proporcionan una gran área superficial que favorece la separación de las gotas de líquido más pequeñas.

Cuando la corriente de gas atraviesa los elementos coalescedores debe realizar numerosos cambios de dirección. Debido a su mayor masa, las gotas de líquido no pueden seguir los rápidos cambios en la dirección del flujo de gas. Dichas gotas de gas se agrupan en elementos coalescedores y caen a la sección de asentamiento de líquido de crudo, al tener tamaño de gota grande y por tanto mayor peso.

Algunos ejemplos de separador trifásico son mostrados en las siguientes figuras:

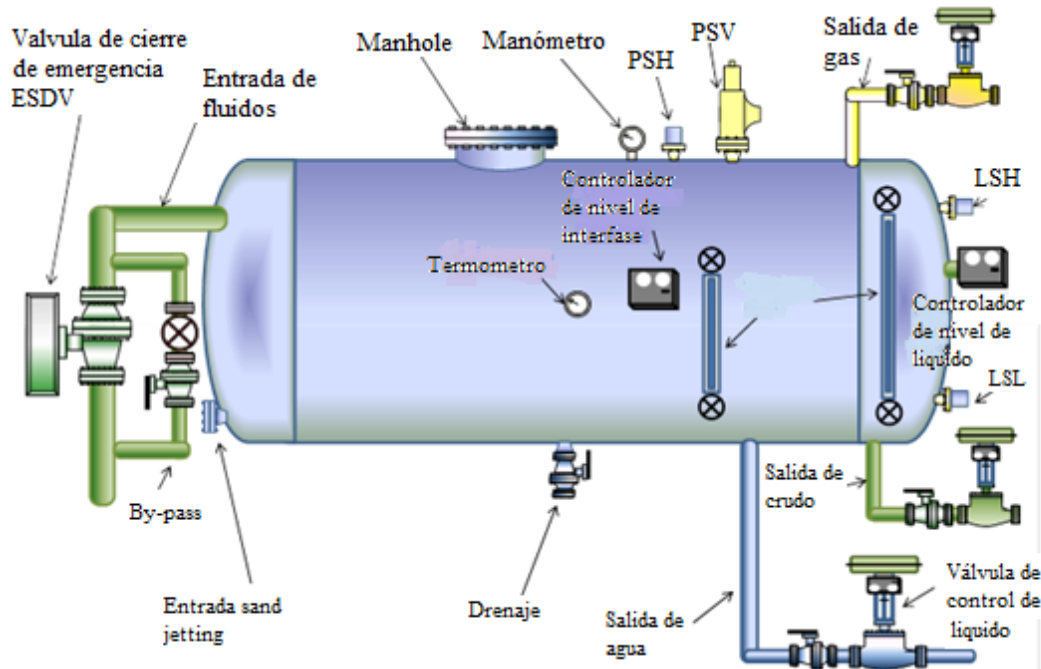


Figura 12 Partes externas de un separador trifásico

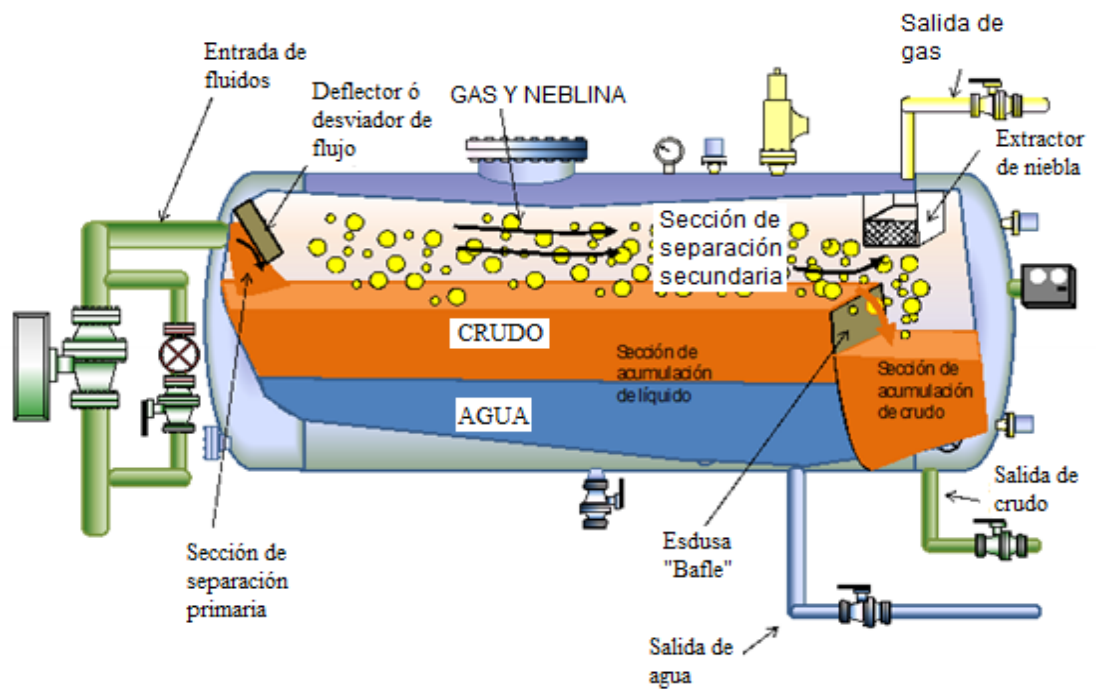


Figura 13 Partes internas y secciones de un separador trifásico

4.2.2 FWKOS (Free water knockouts). Es un recipiente presurizado utilizado para remover el agua libre y la arena que llega de los pozos productores. Normalmente se emplea en campos que producen muy poco gas. Estos recipientes pueden ser verticales u horizontales. Su tamaño depende del tiempo de retención deseado y del volumen de agua a manejar.

Los métodos utilizados para facilitar la separación de fluidos son el tiempo de retención, la segregación gravitacional, métodos mecánicos y algunas veces químicos. Se debe tener en cuenta que cuando el equipo se encuentra en operación está totalmente lleno de líquido.

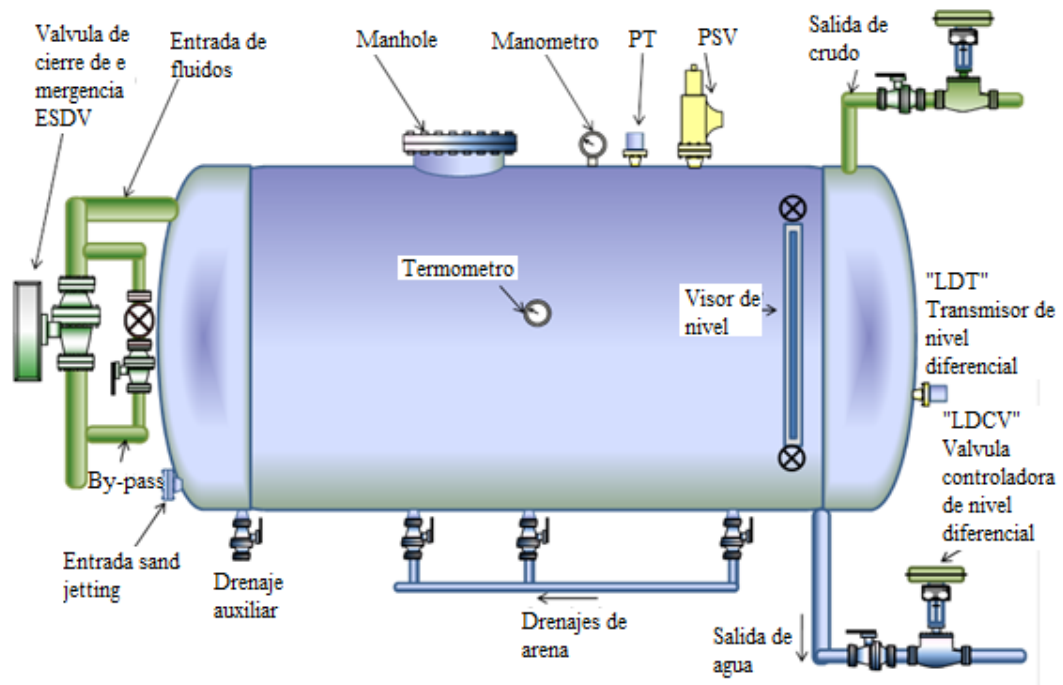


Figura 14 Partes externas

Sistemas de control y seguridades: Su control está conformado por dos lazos de control, uno de control de nivel de interface y el otro es el lazo de control de presión. Cada lazo de control actúa sobre su correspondiente válvula automática.

El lazo de control de interface actúa sobre la válvula de salida de agua y el lazo de control de presión actúa sobre la válvula de salida de crudo hacia el tratador térmico. Cada uno de los anteriores lazos de control cuenta con un transmisor, presión diferencial para interface y uno de presión estática para crudo.

Las señales de los transmisores son llevadas a un PLC, donde son procesadas y programadas con un programa preestablecido, y este envía una señal en respuesta de los cambios del proceso que determinen los transmisores que al ser comparadas con un SET-POINT establecido para cada variable, comanda a cerrar o abrir la válvula de control.

Controlador: Los controladores son los que reciben la información del transmisor, la comparan con un valor preestablecido llamado comúnmente set-point y envía una señal de corrección en función de la desviación al elemento final de control. De acuerdo con los requerimientos de control de una variable determinada y las características de los procesos, es necesario adecuar el controlador a uno de los modos o acciones de control, la cual constituye un aspecto importante para asegurar la estabilidad de los procesos

Transmisor electrónico: Este transmisor está basado en un transductor capacitivo. La presión del proceso se transmite a través de diafragmas separadores y un fluido de sello (aceite de silicona) a un diafragma sensor en el centro de la celda. Este diafragma se deflecta en respuesta al diferencial de presión a través de él. La diferencia en capacitancia entre el diafragma sensor y las placas del capacitor se convierte electrónicamente en una señal de 4-20 mA DC.

Válvula de control: Es el elemento final de control, ya sea automático o manual. Realiza la función de variar el caudal del fluido de control, que modifica a su vez el valor de la variable controlada, comportándose como un orificio de área continuamente variable.

I/P Convertidor: instrumentos que reciben una señal de entrada electrónica (4-20mA c.c.) procedente del controlador y después de modificarla envía el resultado en forma de señal de salida neumática (3-15 o 6-30 Psi).

Posicionador: Es un elemento dentro del lazo de control que recibe la señal del proceso desde un transmisor o controlador, y en respuesta a esta entrada, da una señal de salida. Actúa como amplificador de señal de control.

4.2.3 Tratador térmico

Los tratadores térmicos son una versión mejorada de un Gun Barrel y sistemas de calentamiento.

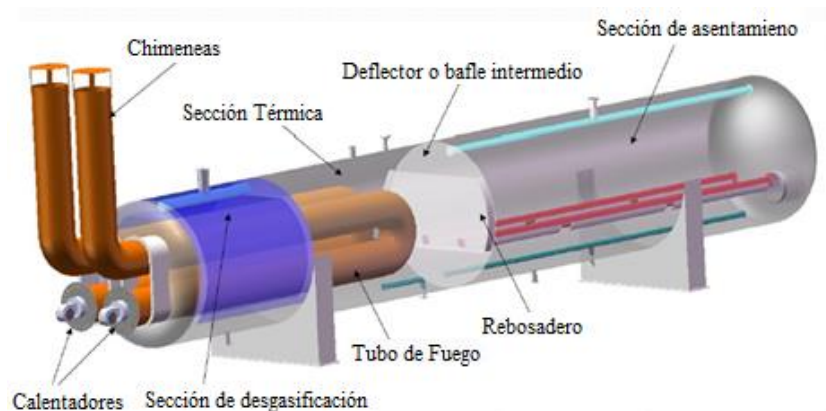


Figura 15 Tratador Térmico

Cuando se comparan con los Gun Barrels, los tratadores térmicos son inicialmente menos costosos, ofrecen costos de instalación más bajos, proporcionan mayor eficiencia de calentamiento y experimentan una mayor eficiencia global. Por otro lado son más complicados, suministran menos espacios de almacenamiento para sedimentos, y son más sensibles a los químicos.

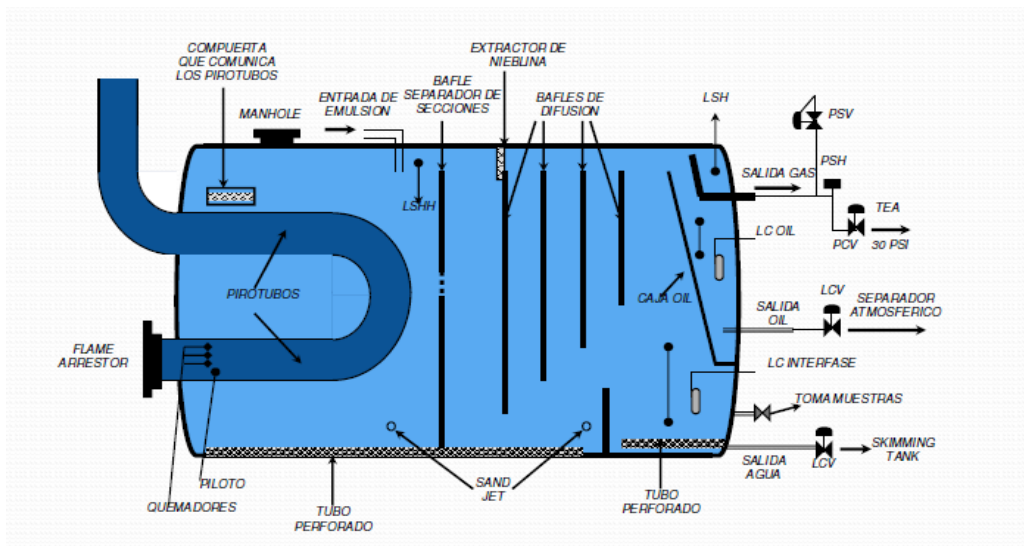


Figura 16 Partes internas y externas de un separador

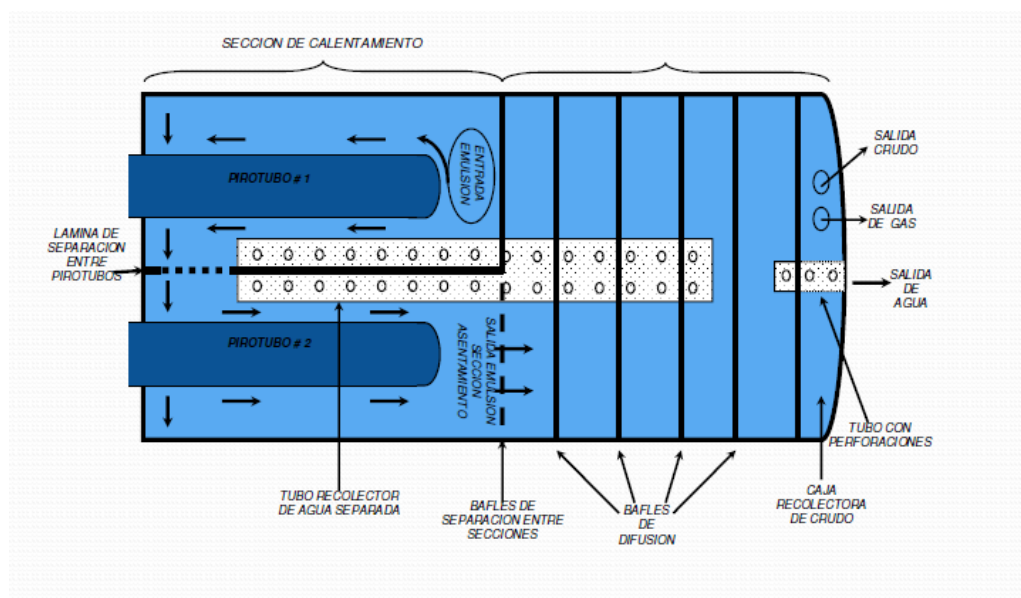


Figura 17 Sección de calentamiento

Un tratador térmico vertical consta de cuatro secciones principales:

1. Separación de gas
2. FWKO
3. Calentamiento y lavado con agua
4. sección de coalescencia



Figura 18 Tratador Térmico vertical

El fluido entra por la parte superior del tratador a la sección de separación de gas, donde el gas es separado del líquido; si el tratador se encuentra corriente abajo de un separador la sección de separación de gas puede ser muy pequeña.

Los líquidos fluyen a través de un bajante (Down comer) hacia la base del tratador, la cual sirve como sección de separación de agua libre (FWKO), como lo muestra la Figura 19.

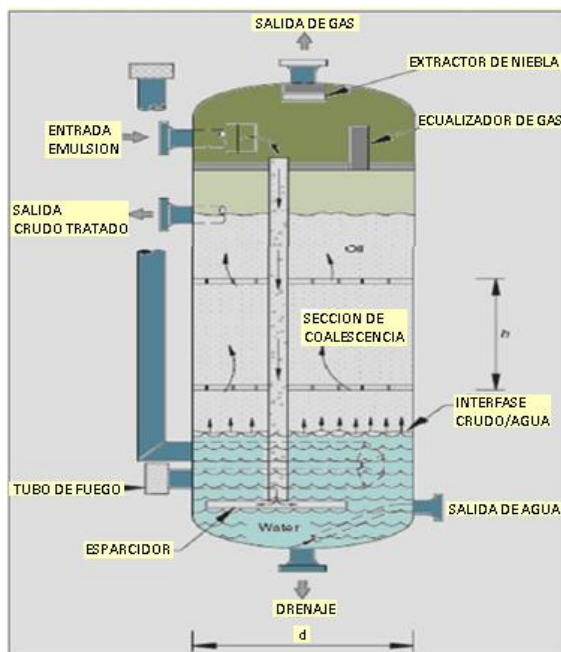


Figura 19 Tratador térmico vertical

Si el tratador se localiza corriente debajo de un FWKO o de un separador trifásico, la sección de fondo puede ser muy pequeña.

El extremo inferior del downcomer debe estar ligeramente por debajo de la interface de agua-crudo para permitir el "lavado con agua" del crudo que está siendo tratado. El crudo y la emulsión suben a través de la sección de calentamiento y de lavado con agua donde el fluido es calentado.

Un tubo de fuego es comúnmente usado para calentar la emulsión han sido calentados, entre la sección de coalescencia donde el tiempo de retención proporcionado debe ser suficiente para permitir que las gotas pequeñas de agua presentes en la fase continua de crudo coalescan y se precipiten al fondo del tratador.

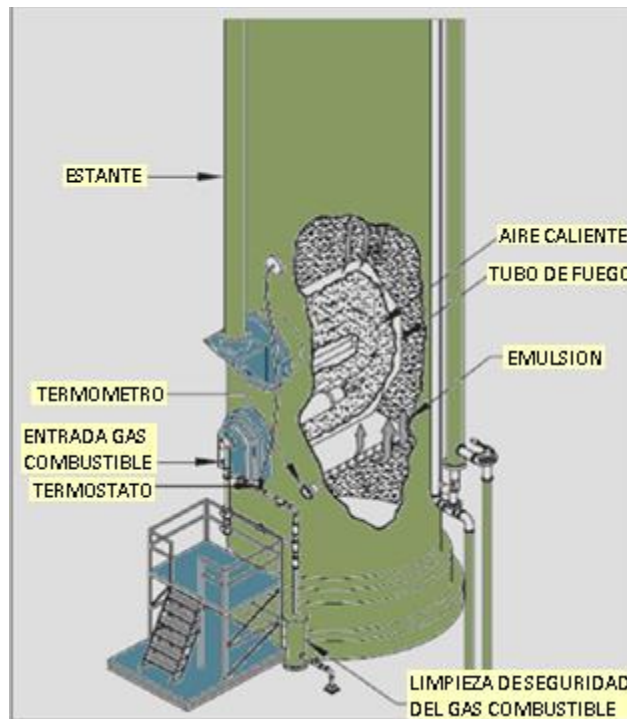


Figura 20 Tubos de fuego

En algunas ocasiones se instalan baffles para el tratamiento de las de emulsiones difíciles, el crudo tratado fluye hacia la salida de crudo, en el tope de la sección de coalescencia, y a través de la pierna de crudo intercambia calor donde una válvula controla el nivel de crudo. El crudo limpio precalienta la emulsión fría que entra en la pierna de crudo, el agua separada sale a través de la pierna de agua, donde una válvula de control controla el flujo hacia el sistema de tratamiento de agua.

En los tratadores térmicos verticales el gas asciende a través de la sección de coalescencia. Si demasiado gas es liberado, puede crear suficiente turbulencia para impedir la coalescencia.

4.2.4 Gun Barrel. A veces llamado tanque de lavado, es el equipo más antiguo usado en instalaciones en tierra para el tratamiento de crudo en estaciones de recolección convencionales. Es un tratador vertical de flujo en un tanque a presión atmosférica. La emulsión, que fluye desde un separador corriente arriba (posiblemente un calentador) entra a la parte superior de la sección de separación de gas de la bota.

La sección de asentamiento gravitacional remueve el gas liberado como consecuencia del calentamiento de la emulsión.

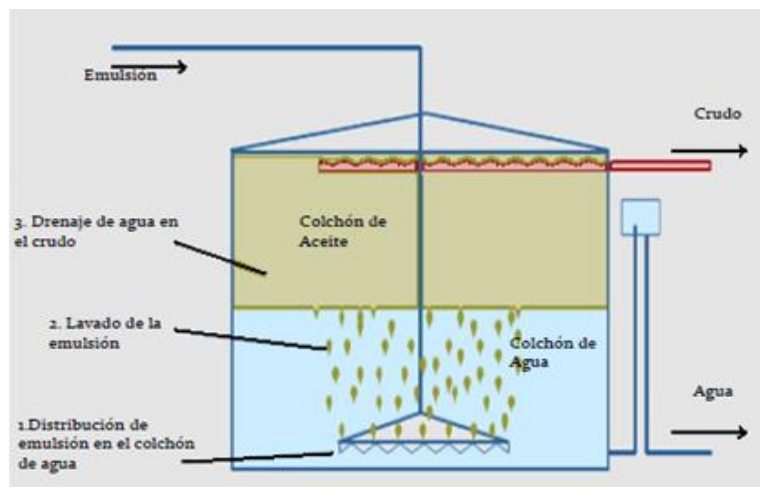


Figura 21 Gun Barrel

El equipo gun barrel con bota de gas interna tienen una cámara interna de separación de gas, la cual puede tener una longitud de 6 a 12 Ft (2-4 mts) sobre el tope del tanque, donde el gas es separado y venteado; y un bajante (Down comer) que puede tener una longitud de 2 a 5 ft (0,6 a 1,5 mts) desde el fondo del tanque.

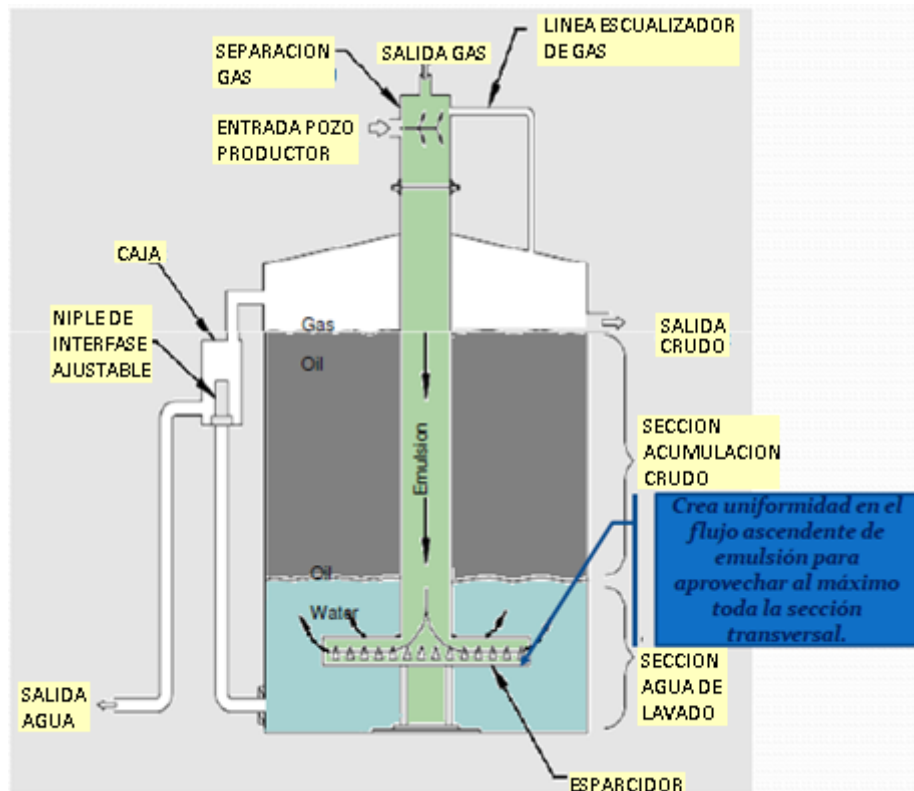


Figura 22 Gun barrel con bota interna

Un equipo gun barrel con bota de gas externa se prefiere para tanques más Grandes, generalmente en el rango de 60000 Barriles donde colocar una bota de gas interna es estructuralmente difícil.

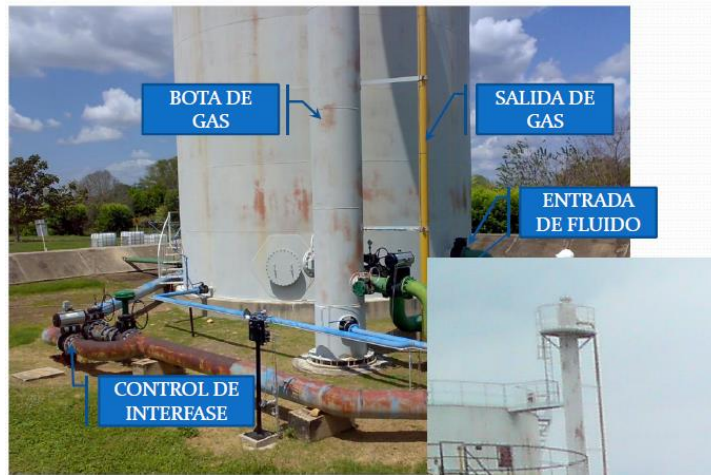


Figura 23 Gun Barrel con bota de gas externa

4.2.5 Scrubber. El gas que se ha liberado del petróleo en los separadores puede pasar al quemador para quemarlo, al consumo interno del campo, o a compresores para elevar su presión y poderlo utilizar en gas Lift o para consumo doméstico. En todos los casos se pasa previamente por un Scrubber para eliminarle pequeñas cantidades de petróleo o agua que haya podido arrastrar consigo en el proceso de separación.

Por lo general el gas entra el Scrubber con la presión que sale del separador y sale de el a la presión que se desee por debajo de la entrada

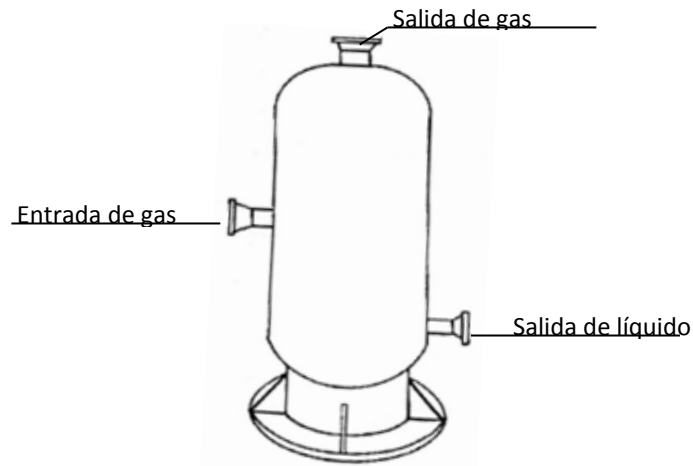


Figura 24 Scrubber de gas

4.3 BASE TEORICA PARA APLICARLO EN EL DISEÑO MECÁNICO DE FACILIDADES

4.3.1 Teoría modos de falla. El objetivo del diseño mecánico es prevenir la falla mecánica del material que componen la tubería o equipos, las cuales pueden ser:

Ruptura Estática por Tensión

El material falla cuando el esfuerzo llega a la resistencia última que lo caracteriza. Este tipo de falla se clasifica en dos tipos: La ruptura dúctil, presenta una deformación plástica antes de ocurrir la falla, el material utilizado para tubería se puede deformar alrededor de un 25% antes de llegar al esfuerzo último de la curva de resistencia, estos materiales son llamados dúctiles; estos materiales también presentan alta mitigación al impacto y distribuye mejor la concentración de esfuerzos, estos materiales también son mejor para amoldar a diferentes formas necesarias para los accesorios. La ruptura frágil, se presenta sin que el material presente algún tipo de deformación, Y por lo tanto no el área bajo la curva de resistencia es notablemente menor que los que los materiales dúctiles, lo que quiere decir que presenta menor absorción de energía para resistir impactos. Algunos materiales pueden convertirse en frágiles con cambios drásticos de temperatura que cae por debajo de cierto límite.

Falla por Fatiga

Si el esfuerzo soportado es cíclico se presenta falla en el material a una resistencia más baja que la última soportada por el material. Se puede presentar bajos ciclos de fatiga, los cuales suceden por prendida y apagado del sistema, entre otros similares; o, altos ciclos de fatiga, que se pueden presentar en sistemas de tubería que vibran con un valor alrededor de un ciclo por segundo.

Ruptura de Fluencia

Ocurre en ambientes de alta temperatura, por lo cual con cargas de sostenimiento el material falla con un esfuerzo muy por debajo de su resistencia ultima; pero esto suele ocurrir a temperaturas por encima de 700 °C para aceros al carbono y bajas aleaciones; y desde 800 °C para altas aleaciones y aceros inoxidable. Para conocer el comportamiento del material en este tipo de falla se examina unas graficas que representan la deformación contra el tiempo, teniendo en cuenta la cantidad de peso que está soportando.

Falla de Estabilidad

El material falla debido a esfuerzos por compresión, ocurre principalmente en equipos y tubería largas con pared delgada, aunque puede presentarse en tubos bajo el agua con pared delgada también. En éste caso, la primera evaluación se realiza para un posible pandeo determinado por la siguiente ecuación debido a la presión externa.

$$P_{ext} = \frac{2E}{3(1 - \nu^2)} \left(\frac{t}{D}\right)^3$$

Dónde:

E: Modulo de Elasticidad, Psi.

t: Espesor, pulg.

D: Diámetro Exterior, pug.

ν: Razón de Poisson

Una segunda evaluación se realiza para determinar el posible arrugamiento que puede presentar el material dado por la ecuación

$$P_{ext} = \frac{0.125}{2} E \frac{t}{R}$$

Dónde:

R : Radio Externo de la Tubería, pulg.

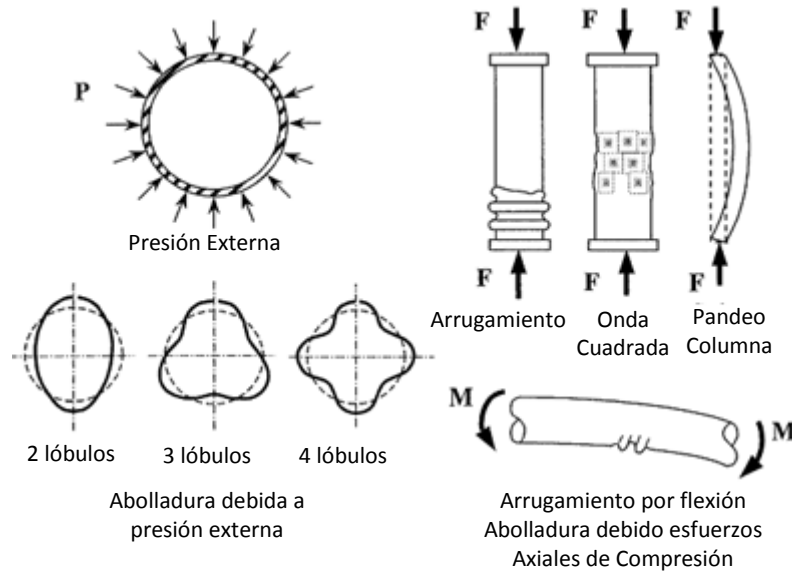


Figura 25 Tipos de carga que soporta el material de equipos y tubería.

(Tomado de PENG, Liang-chuan; PENG, Tsen-Loong, Pipe Stress engineering, pagina 18)

Existen otros modos de falla como es la corrosión, erosión, esfuerzo por corrosión, ataque de hidrogeno, las cuales producen perdida de material disminuyendo el espesor de tubería, que generan sobre esfuerzos por falla estática al tener que soportar las mismas cargas tanto de presión interna como de cargas externas con una pared más delgada soportadas por los equipos como para la tubería y sus accesorios. Un tipo de agente que induce la corrosión es el contacto con fluidos de transportes que contienen cloro; en éste tipo de falla se presenta una pequeña deformación plástica y ocurre repentinamente. El ataque por hidrogeno se presenta generalmente a condiciones de altas presiones y temperaturas, que hace introducir los átomos de carbono es la estructura molecular del acero y modifica su composición, volviendo más frágil y en algunos casos retirando átomos de

carbono que reducen su resistencia afectando los límites de granos que componen el material, sobre todo en aquellos que presenta bajo comportamiento dúctil; para reducir éste daño en los aceros dúctiles aleados con carburos se utiliza elementos estabilizantes como el cromo, molibdeno, vanadio, tungsteno y titanio que generalmente previene las falla debida al ataque de hidrogeno.⁸

4.3.2 Recipientes a presión La mayoría de los recipientes a presión tienen forma cilíndrica, y unas tapas esféricas o elípticas, las cuales son simples para diseñar, fabricar e instalar de manera tanto vertical como horizontal. El diseño esta guiado por la presión interna requerida de operación; y gran parte de ellos tienen en cuenta el código ASME Sección VIII. Los requerimientos de la norma para aumentar la seguridad y acondicionamiento de los equipos pueden ser costosos pero se ven reflejados en disminuir los costos de mantenimiento y pérdidas de producción debida a paradas de planta no planificadas para reparación. Los requerimientos comunes para la división 1 son:

- Soldaduras a tope doble V o el equivalente requerido para las soldaduras del contorno, longitudinal y de cabeza a cabeza.
- Soldaduras de relleno completo para todas las costuras en boquillas y bridas.
- Boquillas reforzadas integralmente requerido para componentes del tarro con espesor mayor de dos pulgadas y operando a temperaturas superiores a 650°F.
- Resistencia asegurada por falla de fragilidad en el arranque y parada de la operación del equipo, las cuales son características del material en cuanto a la resistencia al impacto a la mínima temperatura de diseño del metal.
- Pruebas de sismo y viento que superen los estándares de ANSI.
- Los fabricantes de los equipos deben recibir un certificado por parte de un inspector de la ASME certificado del recipiente, y ser responsable de los

⁸ PENG, Liang-chuan; PENG, Tsen-Loong, Pipe Stress engineering, by Peng Engineering, Houston, Texas, USA.

cálculos para determinar los espesores mínimos de los componentes del recipiente; además preparar un informe que contenga la temperatura de diseño, la máxima presión de operación, materiales de construcción, espesor corroído permisible, espesor de los componentes principales, pruebas no destructivas, eficiencia de juntas, presión de la prueba hidrostática.

Para la división 2, además de lo requerido anteriormente, debe ser especificado si es necesario el análisis de fatiga debido a condiciones cíclicas de presión y temperatura; análisis de los esfuerzos de membrana primarios locales, discontinuidad de esfuerzos, y esfuerzos secundarios (térmicos) que deban ser incluidos en cualquier componente en que ellos afecten su diseño.

Diseño de viento y sismo: Tanto el viento como el sismo crea momentos representados en esfuerzos longitudinales en los recipientes verticales; por ello, el peso de los elementos internos deben considerarse en el cálculo de los esfuerzos longitudinales por este tipo de cargas adicionando lo debido a la presión interna. No necesariamente se diseña actuando los dos fenómenos al mismo tiempo. El esfuerzo permisible para éste tipo de carga combinada excede en un 50% con respecto al permitido para el material, dado por el código debido a que ésta circunstancia solo se presentara ocasionalmente.

Corrosión permisible: Debido al tipo de fluido que se procese en el recipiente se presenta corrosión en el material, que es traducido en una adición de espesor al calculado debido a las condiciones de operación a las cuales se verá expuesto el material. Aunque no es usual, debe tenerse en cuenta la posible pérdida de material por corrosión que se presente por el contacto con el ambiente.

Cargas externas e internas: Estos esfuerzos debidos a las cargas externas e internas al recipiente deben ser adicionados a los esfuerzos de membrana principales locales del material o, a los esfuerzos por flexión.

Cargas debidas a conexiones con tubería: Para la puesta en operación del sistema compuesto por tubería y equipos se presenta un cambio de temperatura, lo cual genera deformaciones en los materiales, ocasionando un reajuste de la ubicación de los componentes; lo anteriormente expuesto ocasiona cargas generadas desde el trazado de tubería hacia los equipos que son soportados a manera de anclaje, diferente a la tubería que en la mayoría de puntos solo esta sobrepuesta en estructuras. Debido a que la tubería es proporcional al tamaño de los equipos, por lo general las cargas en las conexiones serán representativas y deben tenerse en cuenta en el diseño del equipo.

Aditamentos estructurales: Generalmente se adicionan estructuralmente plataformas, escaleras y facilidades para soporte de tubería directamente al recipiente, que generan cargas al estudio mecánico del equipo a tener en cuenta en su diseño.

Platinas de levantamiento: Son componentes estructurales del recipiente que se adicionan como facilidad para el transporte y levantamiento del equipo al lugar donde finalmente quedara anclado. Aunque no existe un esfuerzo permisible que puede soportar el material de estos componentes establecido por el código, se aplica un factor de seguridad dado por el constructor teniendo en cuenta el criterio de la experiencia de tal manera que no afecte el componente ya que ésta zona no presenta alto grado de importancia cuando el recipiente esté operando.

Cargas internas: A los recipientes son adicionados componentes internos como bandejas de distribución, mallas de soporte para catalizadores, bafles y/o atomizadores, entre otros aditamentos dependientes del tipo de proceso requerido para el fluido en operación que generan cargas; estos esfuerzos deben ser adicionados a la resultante de la presión interna. Este tipo de cargas afectan de manera indirecta los esfuerzos generados por sismo y viento.

Diseño mecánico: Por lo general el propietario del recipiente especifica las condiciones de servicio, tamaño de las boquillas y su orientación al fabricante, quien es la persona que puede determinar todos los detalles del diseño del recipiente.

La sección VIII del código ASME cubre todo con respecto a los recipientes a presión aunque debe ser acorde a la sección I, III, o IV; las excepciones son aquellos equipos con calentamiento tubular con llama, operación menor a 15 Psig de cualquier tamaño.

Aunque no existe una diferencia exacta para clasificar un equipo como tubería o recipiente, se deja al criterio de ingeniería la decisión. Existen algunos parámetros establecidos para considerar la unidad como tubería:

- Hace parte de un sistema de tubería, su función principal es transportar fluido desde un punto a otro de la planta de proceso, como ejemplo de ello es un cabezal o múltiple.
- El elemento es definido como componente de tubería por el proveedor, como juntas de expansión, dispositivos de medición, filtros, entre otros.
- Los elementos que son diseñados bajo el código ASME deben ser clasificados como recipiente a presión y aquellos que no son considerados comercialmente como componente de tubería bajo las siguientes condiciones:
- Su función principal no es transportar fluido, pero procesa fluido por destilación, intercambio de calor, separación o remoción de sólidos.
- Su principal función es almacenar bajo presión.

El siguiente esquema muestra el alcance de algunas de las normas aplicables en el diseño mecánico de elementos del sistema general de tubería y equipos:

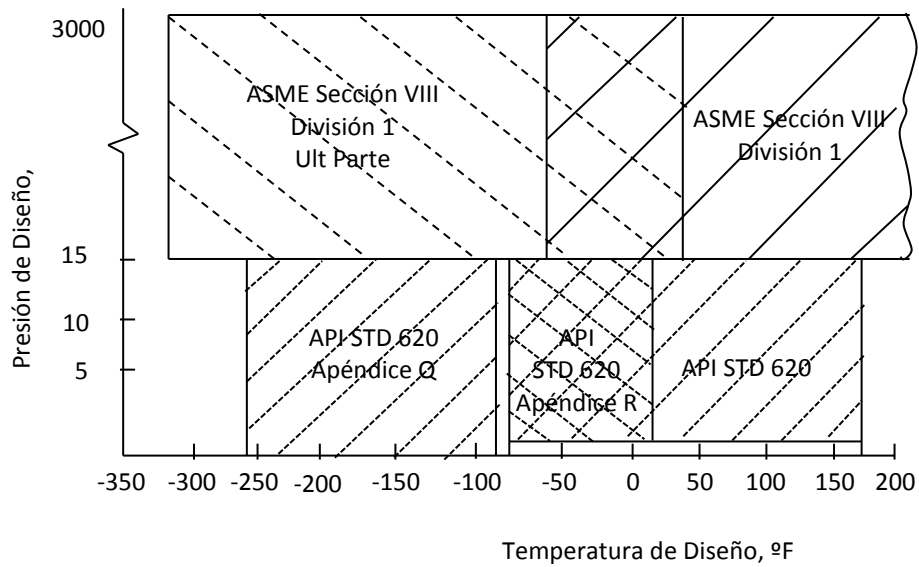


Figura 26 Alcance de varios códigos y estándares de diseño (Tomado de STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, página 159)

4.3.2.1 Consideración para el diseño. En general los códigos proveen los requerimientos para la seguridad y servicio. Aplicar las normas y códigos aplicables tanto por el diseñador como por el fabricante, requerir una certificación ASME, proveer un reporte de datos ASME, en el cual se indique y registre la presión y temperatura que el recipiente soporta, las condiciones de operación se encuentre dentro de la jurisdicción.





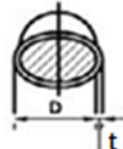

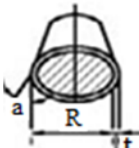
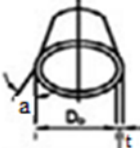

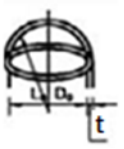
Las condiciones de diseño deben incluir, pero no son limitadas a:

- La necesidad de un límite de corrosión permisible que es especificado por reglas, excepto para un número limitado de recipientes construidos con bajo carbono que contienen aire, vapor o agua, la corrosión permitida no es requerimiento del código de diseño de los recipientes a presión.
- El contenido definido brindando un grado de mayor atención a sustancias tóxicas como de los requerimientos VIII mencionados en el código.
- La determinación de prueba de impacto o material base y el metal depositado de soldadura si el recipiente opera a bajas temperaturas.

- Ubicación de las boquillas y reacciones de la tubería externa que ocurrirá en la operación normal.
- Selección apropiada de las condiciones de servicio.
- La orientación de la instalación del recipiente y el tipo de soporte requerido.
- El número de aperturas y el tamaño de dispositivos para escapes de seguridad requeridos.
- Selección de las tapas del recipiente: presenta altos esfuerzos compresivos que pueden existir en las regiones articulares de las tapas, que dependen la geometría que se diseñe.
- Tener en cuenta las condiciones de sismo y viento según el criterio de los diseñadores.

Como resumen de los pasos a tener en cuenta en el diseño de un recipiente, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a. Determinar el servicio, contenido y condiciones de operación del equipo.
- b. Determinar la presión y temperatura de diseño.
- c. Dividir el equipo en sus componentes, esto incluye cilindro, tapas, transiciones y boquillas.
- d. Identificar la eficiencia de soldadura por cada cordón, en cada componente.
- e. Establecer los esfuerzos permisibles del material a la temperatura de diseño.
- f. Determinar el espesor a corroer en la operación del equipo.
- g. Usar los procedimientos del código para determinar el tamaño de los componentes para todas las cargas.

En términos de Radio o Diámetro interno		En términos de Radio o Diámetro externo	
 Armazón Cilíndrico	$t = \frac{PR}{2SE - 0.5P}$ $P = \frac{2SEt}{R + 0.6t}$		$t = \frac{PR}{SE + 0.4P}$ $P = \frac{2SEt}{Ro + 0.4t}$
 Cabeza Esfera Hemisférica	$t = \frac{PR}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SEt}{R + 0.2t}$		$t = \frac{PR_o}{2SE + 1.8P}$ $P = \frac{2SEt}{D_o - 0.8t}$
 Cabeza Elipsoidal	$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SEt}{D + 0.2t}$		$t = \frac{P D_o}{2SE + 1.8P}$ $P = \frac{2SEt}{R_o - 1.8t}$
 Sección Cono & Cónica	$t = \frac{PD}{2 \cos a (SE - 0.6P)}$ $P = \frac{2SEt}{D + 1.2t \cos a}$		$t = \frac{P D_o}{2 \cos a (SE + 0.4P)}$ $P = \frac{2SEt}{D_o - 0.8t \cos a}$
 Cabeza Bridada	$t = \frac{PLM}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SEt}{LM + 0.2t}$		$t = \frac{P L_o M}{2SE + P(M - 0.2)}$ $P = \frac{2SEt}{M L_o + t(M - 0.2)}$
Factor M	L/O 6.5 7.0 8.0 8.5 9.0 9.5 10.0 10.5 11.0 11.5 12.0 13.0 14.0 15.0 16.0 16.67 1.39 1.41 1.44 1.46 1.48 1.50 1.52 1.54 1.56 1.58 1.60 1.62 1.65 1.69 1.72 1.75 1.77		

Notas

a = Medio ángulo de cima de cono, Grados.
 D = Diámetro interno, pulg.
 Do = Diámetro externo, pulg.
 E = Eficiencia de juntas soldadas.

L = Radio de la corona, pulg.
 Lo = Radio externo de la coronilla, pulg.
 F = Factor, ver tabla.
 P = Presión de Diseño o máxima presión permisible.

R = Radio interno, pulg.
 Ro = Radio externo, pulg.
 S = Valor de esfuerzo del material, Psi.
 t = Espesor, pulg.

Figura 27 Ecuaciones para recipientes bajo presión interna (Tomado de STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, página 166)

- a. Determinar adecuadamente la presión externa sobre el equipo, aunque el procedimiento es complejo debe realizarse para todos los recipientes en caso de una condición de vacío parcial.
- b. Integrar y documentar el diseño

El espesor del equipo más el sobre espesor por corrosión no podrá ser menor que el mínimo exigido por los estándares de diseño.

- El sobre espesor por corrosión es el que se defina en el diagrama de materiales u hoja de datos de los equipos para cada proyecto en acuerdo con las características del fluido.
- Para definir el espesor se tiene en cuenta las tolerancias de fabricación de los materiales (lámina, cuellos de boquillas) definidos por los códigos.
- Adicionalmente se debe tener en cuenta la disminución de espesor por el rolado, conformado y demás procesos de fabricación de los elementos de un equipo, que afecten el espesor final después de construido, de tal forma que el espesor final del equipo sea mayor o igual al especificado en la hoja de datos.
- Cuando los equipos estáticos posean por ejemplo transiciones cónicas, o de forma ovoides soldados a cuerpos cilíndricos podrán tener espesor menor al requerido por diseño bajo presión interna y bajo presión externa de la sección circular adyacente.

4.3.2.2 Inspección y pruebas. En las especificaciones técnicas de los equipos estáticos sometidos a presión y los equipos atmosféricos deben incluirse las inspecciones y pruebas siguiendo los requerimientos de los estándares de diseño y fabricación tales como el código ASME, API 620, 650 para tanques soldados.

Para la realización de dichas inspecciones y pruebas, el fabricante debe cumplir con el plan aplicable de inspección y pruebas establecido en las especificaciones para cada equipo.

Los recipientes serán probados por hermeticidad con agua, por el Proveedor y aprobada por la compañía que los requiera

El Inspector de la compañía debe hacer una inspección visual y un chequeo de dimensiones del equipo, antes de aceptar el Sistema.

4.3.2.3 Condiciones después del diseño

LIMPIEZA Y PINTURA

- Los equipos estáticos deben ser protegidos en fábrica para que se entreguen con el esquema de pintura completo según lo especificado en la respectiva hoja de datos de los equipos.
- Los tanques prefabricados en taller y montados en campo deberán tener pintura anticorrosiva de taller y pintura final en campo.

TRANSPORTABILIDAD

Todos los equipos estáticos deben ser diseñados para ser transportables por las vías del sistema nacional de vías de Colombia, de acuerdo con la resolución 4959 de 2006 de Colombia para cargas indivisibles. Las dimensiones y peso del equipo montado sobre camión, remolque o semirremolque deberán ser avaladas por la especialidad Civil de la compañía petrolera.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA:

Todos los equipos estáticos deben poseer un par de platinas para aterrizar el equipo a la malla de puesta a tierra; cada platina debe fijarse en extremos diagonalmente opuestos al equipo, con el fin de facilitar la conexión a tierra.

Estas platinas son fabricadas en acero inoxidable y no deben ser pintadas bajo ninguna circunstancia y estarán de acuerdo con el dibujo típico de mecánica.

La estabilidad de los equipos verticales y de los equipos horizontales deben ser calculados bajo los diferentes escenarios con sus respectivas condiciones de diseño indicados en la tabla

ITEM	ESCENARIO	CONDICIONES DE DISEÑO EQUIPOS VERTICALES	CONDICIONES DE DISEÑO EQUIPOS HORIZONALES
1	Izaje / (Montaje)	Equipo totalmente vestido con plataformas, tuberías anexas, internos aislamiento térmico (si aplica), 100% carga de viento, con presión atmosférica a la temperatura ambiente.	No requerido
2	Operación Normal	Equipo a la presión temperatura de diseño, con el nivel de líquido a su nivel máximo de operación, 100% carga por sismo (el mayor), recipiente totalmente vestido.	Equipo a la presión y temperatura de diseño, con el nivel de líquido a su nivel máximo de operación, 100% carga de viento o 100% carga por sismo (el mayor), recipiente totalmente vestido.
3	Parada de Emergencia	Igual a las de operación normal pero sin líquido sin ninguna presión interna.	Igual a las de operación normal sin ninguna presión interna.
4	Prueba Hidrostática	Equipo lleno de agua incluyendo todos los accesorios a la presión de prueba temperatura ambiente. 50% de la carga de viento 0% de carga de sismo.	Equipo lleno de agua incluyendo todos los accesorios a la presión de prueba temperatura ambiente. 50% de la carga de viento y 0% de carga de sismo.

Tabla 1 Bases de Diseño para Calcular la Estabilidad de los Equipos

Requerimientos Específicos

Además de los requisitos para el diseño de tanques soldados por API 650, incluidos en la especificación, la compañía para el diseño, la construcción y montaje de tanques soldados, se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

Los equipos verticales deben también ser revisados para posición horizontal, revisando los esfuerzos y cargas inducidas sobre el cuerpo y cabezas provocadas por los soportes temporales que se utilizan para transporte.

El equipo, las orejas de izaje, las orejas de retención y todos los accesorios soldados al equipo que se utilicen para el izaje, manejo y transporte del mismo, deben ser diseñados para soportar el peso del equipo vestido, tomando en cuenta un factor de impacto de 1.5.

El peso del equipo vestido incluye, el peso real del equipo, incluyendo los siguientes pesos: aislamientos, escaleras, plataformas, tuberías interconectadas, “fireproofing”, y todos los accesorio soldados al equipo. Los platos o cartuchos de columnas o internos removibles no serán tenidos en cuenta para definir este peso.

Para los equipos horizontales los esfuerzos inducidos por las silletas sobre el cuerpo del equipo deben ser calculados de acuerdo con el método L.P. Zick.

4.3.2.4 Tipos de tanques de almacenamiento. Los tipos de tanques a utilizar en almacenamiento de crudo y sus derivados pueden ser: Tanque de techo fijo o Tanques de techo flotante. Todos ellos diseñados bajo el estándar API 650 o API 620.

Cuando no sea factible cumplir con el diseño de junta frágil, la compañía consultora o el diseñador debe solicitar aprobación escrita a la compañía o su representante.

Tanques de techo fijo: Si se utilizan tanques de techo fijo cónico con junta frágil para almacenar líquidos combustibles y líquidos estables (crudos) cuyo punto de inflamación sea igual o mayor a 37.8 grados centígrados determinado mediante la norma ASTM D 56 para viscosidades menores a 5.5 cSt@40 grados centígrados, La junta frágil permitirá que el techo se desprenda de la pared del tanque en un escenario de sobrepresión que supere el venteo normal del tanque.

La pendiente del techo estará de acuerdo con el parágrafo 5.10.2.6. (b) del estándar API 650, con una mínima de 3.57 grados y como máximo la pendiente recomendada por el estándar NFPA 30 capítulo 22 (16.7 grados).

El radio de curvatura recomendado para el techo tipo domo es $R=0.80$ por el Diámetro del tanque.

Tanques de techo flotante: Se utilizan para almacenar líquidos inflamables (con punto de inflamación menor a 37.8 grados centígrados como se determina en la norma ASTM D323 (por ejemplo nafta, apiasol), y líquidos inestables según la definición del estándar NFPA 30 Capítulo 3. Este techo reduce o elimina totalmente la cámara de aire sobre el líquido y el techo, reduciendo la creación de vapores, transmisión de calor por el clima y riesgos de explosión por los vapores inflamables. También se pueden utilizar para almacenamiento de líquidos inflamables los tanques de techo cónico con membrana interna.

Para los tanques de techo flotante se debe utilizar un techo liviano ya sea construido en aluminio o en material geodésico, cuando la hoja de datos de proceso así lo indique.

4.3.2.5 Venteos. Todos los tanques para almacenamiento de crudo deben poseer una boquilla para venteo normal, independientemente que el tanque sea de techo cónico con junta frágil y una boquilla para venteo por sobre-presión. Estas boquillas deben poseer ya sea una válvula de presión de vacío y una válvula de protección por sobre presión en acuerdo con el estándar API 2000. Los criterios para dimensionamiento tanto de las válvulas de venteo normal como de las válvulas de alivio por emergencia son los especificados en el estándar NFPA 30.

4.3.2.6 Protección catódica. El control de la corrosión mediante protección catódica para tanques de almacenamiento nuevos, los cuales se encuentran en contacto con el suelo, debe ser tomado en cuenta desde el diseño original y debe ser mantenido durante la vida de servicio del sistema.

CODIGO DE DISEÑO	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
API 12D	Specification for Field Welded tanks for Storage of Production Liquids	Aplicable a anques verticales soldados en el campo para almacenaje de líquidos de producción con capacidades estandarizadas entre 80 1500 m ³ (500 a 10000 barriles)
API 12F	Specification for Shop Welded tanks for Storage of Production Liquids	Aplicable a anques verticales soldados en taller para almacenaje de líquidos de producción con capacidades estandarizadas entre 13.5 120 m ³ (90 a 750 barriles).
NFPA 22	Standard for Water Tanks for Private Fire Protection	Tanques de agua contra incendios
ANSI / AWWA D100	Welded Steel Tanks for Water Storage	Tanques para almacenamiento de agua

Tabla 2 Códigos de Diseños de tanques de almacenamiento de líquidos

Para los tanques de almacenamiento de agua (plásticos), las propiedades mecánicas cuando así lo establezcan las especificadas en el diseño, deben evaluarse a la temperatura de operación del equipo, cuando esta temperatura sea mayor a 65°C. Estos tanques deben tener provisiones de escaleras para operación y mantenimiento, deben tener orejas de izamiento y regleta de nivel. La mayoría de especificaciones de diseño para equipos a presión que se deben tener en cuenta se encuentran listados en la siguiente tabla:

Especificaciones de diseño e información de Hojas de Datos	Recipientes a presión	Intercambiadores de calor
Especificaciones ASME de Materiales	SI	SI
Códigos Aplicables	SI	SI
Clase TEMA	NO	SI
Momentos cargas admisibles en boquillas	SI	SI
Velocidad Viento	SI	SI
Coeficientes de sismo de la zona	SI	SI
Cargas de transporte	SI	SI
Aislamiento exterior	SI	SI
Preparación de Superficie y pintura	SI	SI
Fireproofing	SI	SI
Preparación para el envío	SI	SI
Empaques acabados superficial ara uniones bridadas	SI	SI
Dimensiones de empaques no estándar y acabado de superficie de compresión adecuados	NO	SI

Dimensiones	SI	SI
Listado y localización de conexiones	SI	SI
Dirección de flujo en conexiones	NO	SI
Dimensión y localización de soportes	SI	SI
Dimensiones externas	NO	SI
Espesores mínimos para cuerpo y cabezas	SI	SI
Espacio libre requerido para mantenimiento	NO	SI
Presión y Temperatura de Diseño	SI	SI
Esfuerzo máximo permisible a temperatura de Diseño (Proveedor)	SI	SI
Máxima presión permisible (MAP) nuevo y frío (Proveedor)	SI	SI
Máxima presión de trabajo permisible (MAWP) (Proveedor)	SI	SI
Presión Hidrostática	SI	SI
Factor de corrección del esfuerzo en soldadura	SI	SI
Tolerancia por corrosión	SI	SI
Radiografía y Pruebas No destructivas	SI	SI
Pesos (vacío, lleno de agua)	SI	SI
Peso haz tubular	NO	SI
Servicio	SI	SI

Tabla 3 Información para Hojas de Datos de Equipos a Presión

Los equipos a presión serán diseñados bajo el código ASME SEC VIII División 1, pero no se requiere el estampe ASME, salvo que se solicite expresamente en la documentación del respectivo proyecto o de acuerdo con los siguientes criterios:

SERVICIO	CONDICIONES DE OPERACION		ESAMPE ASME
	PRESION	TEMPERATURA	
Servicio Normal Fluidos no peligrosos, no inflamables, no combustibles	Max. 170 psig	Max. 500 °F	No requerido
Gas	Max. 60 psig	Max. 100 °F	No requerido
Líquidos inflamables	> 15 psig	N. A.	Requerido
Mezcla (crudo + Gas)	> 60 psig	N. A.	Requerido
Servicio toxico, Leal	> 15 psig	N. A.	Requerido
Todos los servicios	Vacío	N. A.	Requerido
Intercambiadores de Calor	> 15 psig	N. A.	Requerido
Aire comprimido	> 170 psig	N. A.	Requerido

Tabla 4 Criterios para estampe de Equipos a Presión

Los recipientes a presión con presiones de diseño iguales o superiores a 15 psig son diseñados bajo las últimas ediciones de las siguientes normas y estándares que se listan a continuación:

ASME VIII Div. 1 Pressure Vessels Design and Construction

API 2000 Venting atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks

Los equipos de facilidades y tamaños tienen que ser transportables (peso y dimensiones) por las carreteras del país y al interior de las plantas de la compañía.

Los separadores trifásicos y bifásicos deben diseñarse y construirse en acuerdo con el código ASME sección VIII División I y en total concordancia con los planos típicos por capacidad volumétrica.

Los equipos de transferencia de calor se diseñan para soportar todas las cargas que se le apliquen, presión interna o externa, el peso del recipiente, las cargas de viento, cargas de terremoto, cargas de reacción en los apoyos, las cargas de impacto, y las cargas por gradiente de temperatura, como se ha mencionado anteriormente.

Es importante tener en cuenta el sistema de unidades que se va a utilizar en una facilidad. En algunos proyectos se utilizan los dos sistemas de unidades, siendo el sistema ingles el principal y el sistema internacional secundario

VARIABLE	UNIDAD REQUERIDA	UNIDAD SEGUNDARIA
Volumen	Barriles	Metros cúbicos
Dimensiones lineales	Pulg.	Mm
Caudal de líquidos	GPM	BPD
Presión	Psig	Bar
Viscosidad	cP	cST

Tabla 5 Unidades de Medida Especificas para Mecánica

4.3.3 Bombas. Las bombas son utilizadas para mover fluido de un lugar a otro, desde una baja presión a un lugar más elevado o de mayor presión. La necesidad de colocar una bomba debe ser evaluada en cuanto las ventajas que significan colocar un equipo más elevado que otro, para aprovechar la energía potencial y no requerir una bomba.

Las bombas son clasificadas en cinéticas y de desplazamiento positivo; en la primera se adiciona energía al fluido para aumentar su velocidad y en la segunda, que por ley de Bernoulli, al reducir la velocidad se incrementa la presión en la descarga de la bomba; en el segundo tipo, el volumen del fluido es reducido hasta alcanzar la presión requerida en la descarga, éste proceso puede realizarse por medio del desplazamiento de un pistón, o por una bomba rotativa que causa el desplazamiento con un movimiento circular.⁹

BOMBA	VENTAJA	DESVENTAJA
RECIPROCANTE	<ul style="list-style-type: none"> - La eficiencia es alta a pesar de los cambios de cabeza requerida, la cual oscila entre el 85% y 95% comúnmente. - La eficiencia permanece alta a pesar del cambio de velocidad, aunque tiende a disminuir levemente. - Debido a que tiene menor velocidad que la centrifuga, puede manejar fluidos viscosos mejor. - Para una velocidad dada, el flujo permanecen constante sin considerar la cabeza. La bomba está limitada por la fuente de potencia principal y la resistencia del material de sus partes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere mayor costo de mantenimiento debido a que el flujo en pulsos genera mayor desplazamiento de las partes. - No es conveniente transportar líquidos con sólidos, ya que las partes presentan erosión. - Requiere una mayor presión de succión nea positiva para evitar cavitación. - Son más pesadas y requieren mayor espacio. - El diseño de la tubería de succión y descarga requiere atención especial para prevenir vibraciones mecánicas y acústicas.
CENTRIFUGA	<ul style="list-style-type: none"> - Son relativamente poco costosas - Presenta menor movimiento en sus partes, que genera menor costo de mantenimiento que las bombas de 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiene menor eficiencia que las bombas centrifugas, que van desde el 55% al 75%. - Si la eficiencia varia, también sucede con el flujo.

⁹ ARNOLD, Ken, STEWAR, Murice; Surface Production Operations, by Butterworth/Heinemann, Vol. 1, 1999.

	<p>desplazamiento positivo.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Requieren menor espacio y pesan menos. - No tiene espacios entre las partes, por lo tanto puede manipular fluidos sucios, abrasivos, con sólidos, entre otros. - La cabeza de succión nea positiva es relativamente pequeña. 	
DIAFRAGMA	<ul style="list-style-type: none"> - Manejar grandes cantidades de solidos suspendidos. - Es poco costosa para reparar. - Puede manejar bajos caudales a un precio económico. - Puede continuar en operación sin líquido periódicamente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere mantenimiento frecuente debido a que el diafragma tiende a fatigarse con el tiempo y presencia de fuga. - No puede manejar grandes caudales o presiones de descarga.
ROTATIVA	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere menos espacio que la bomba reciprocante. - El fluido esta menos expuesto a corte o turbulencia, por lo tanto es utilizada en procesos donde el fluido es requerido con un comportamiento laminar. 	<ul style="list-style-type: none"> - A bajas velocidades la fuga entre cavidades aumenta y disminuye la eficiencia. - Los fluidos que maneja requieren ser no corrosivos y pocos solidos suspendidos o emulsiones.

Tabla 6 Comparación de tipos de Bombas.

La siguiente figura muestra un tipo de clasificación de bombas general, para visualizar los tipos de bombas que se pueden encontrar según la forma de impulsar el fluido.

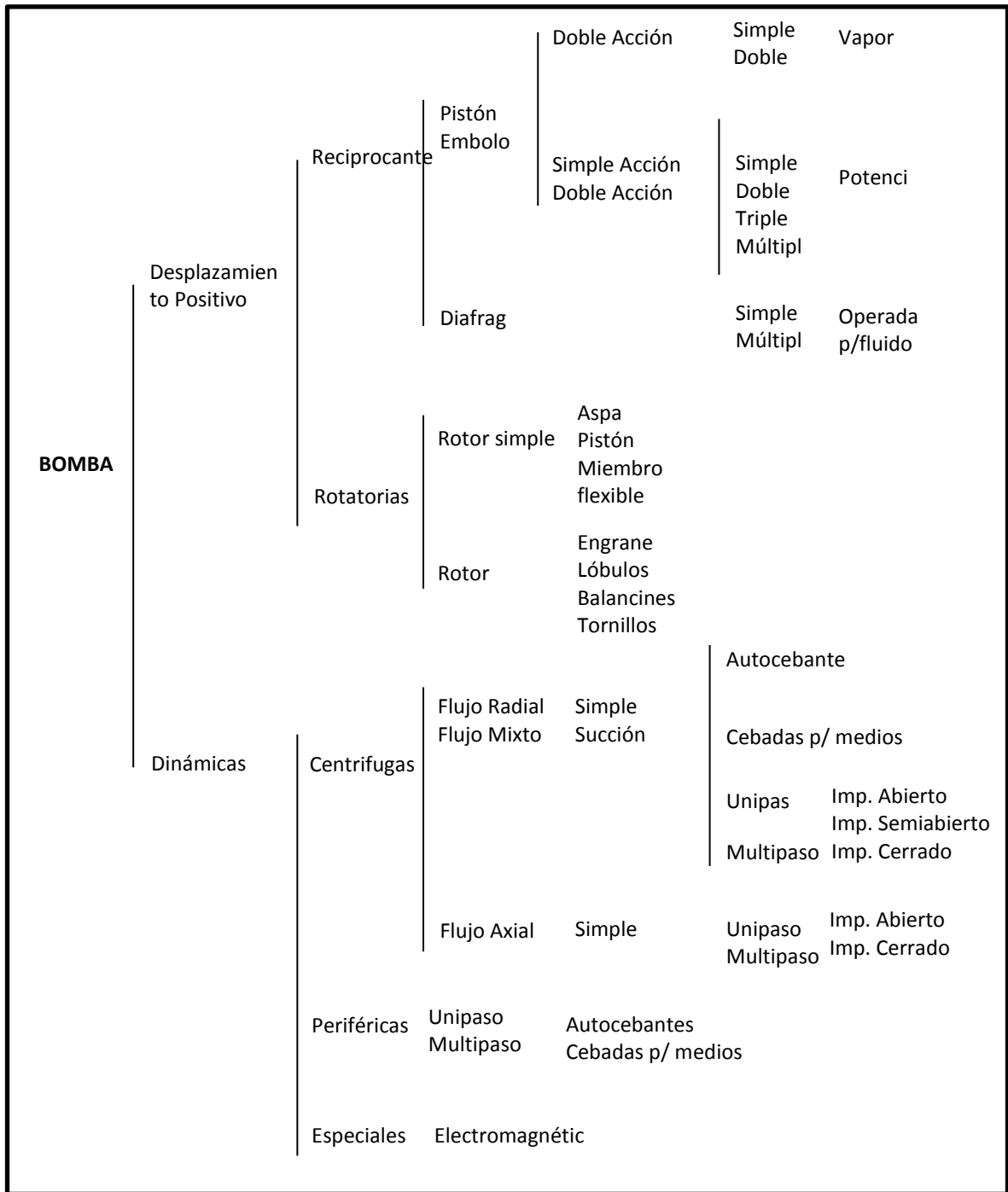


Figura 28 Clasificación de las bombas

Los principios básicos que se deben tener en cuenta para el diseño de bombas son:

- Cabeza de Presión: La cual es la diferencia de presión que se requiere para ser transportado el fluido de un lugar a otro, venciendo los obstáculos que se presentan en el recorrido como cambios de elevaciones, rozamiento de tubería y accesorios; según la teoría de Bernoulli, puede ser calculada así:

$$H_p = H_2 + H_f + H_1$$

Dónde:

H_p : Cabeza requerida por la bomba, ft.

H_1 : Cabeza total de fluido (elevación adicionando la presión y velocidad) en el punto 1, ft.

H_2 : Cabeza total de fluido en el punto 2, ft.

H_f : Perdida de cabeza debido a la fricción entre los puntos 1 y 2, ft.

Al sustituir cada término se obtiene:

$$H_p = \frac{144}{\rho} (P_2 - P_1) + (Z_2 - Z_1) + \frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g} + H_f$$

Dónde:

ρ : Densidad de fluido, lb/ft³

P_1, P_2 : Presión, Psi.

Z_1, Z_2 : Elevación, ft.

V_1, V_2 : Velocidad, ft/seg.

g : 32.2 ft/seg²

- La potencia hidráulica que debe ser desarrollada por la bomba está dada por:

$$HHP = \frac{H_p \rho Q}{550}$$

Dónde:

HHP : Potencia hidráulica donde 1 Hp es igual a 550 ft-lb/seg.

H_p : Cabeza de bomba, ft.

ρ : Densidad de fluido, lb/ft³

Q : Caudal, ft³/seg.

Y la potencia requerida en el eje de la bomba llamada potencia al freno es dada por:

$$BHP = \frac{HHP}{E}$$

Dónde:

BHP : Potencia al freno, HP.

E : Eficiencia de la bomba

- Cabeza Neta Positiva de Succión: Las bombas requieren un mínimo de presión para asegurar que no halla generación de vapor entre la succión de la bomba y el cilindro o entrada del lóbulo impeler. Si hay presencia de una presión menor que la requerida, se generan burbujas de vapor del fluido que se colapsan en una “implosión” a la misma presión que es llevado el líquido. Esto es llamado cavitación y ocasiona ruidos, vibración, reduce su vida útil y presión con pérdida de capacidad. Este efecto puede ser prevenido si la presión de succión de la bomba no cae por debajo a la presión del vapor del fluido. El valor de NPSH es determinado por el fabricante de la bomba y se calcula así:

$$NPSH_a = H_p - H_{vpa} + H_{st} - H_f - H_a$$

Dónde:

$NPSH_a$: Cabeza de Succión Neta Positiva disponible, ft.

H_p : Cabeza de presión absoluta sobre la superficie del líquido en tanque, ft.

H_{vpa} : Presión de vapor absoluto del líquido a las condiciones del fluido, ft.

H_{st} : Cabeza estática de la succión sobre la línea central de la bomba, ft.

H_f : Perdida de cabeza por fricción, ft.

H_{vh} : Cabeza de velocidad, ft. = $\frac{v^2}{2g}$

H_a : Cabeza de aceleración, ft.

Para las bombas centrifugas la cabeza por aceleración es cero, pero para las bombas reciprocantes está dada por:

$$H_a = \frac{LVR_p C}{gK}$$

Dónde:

L : Longitud real de la tubería de succión, ft.

V : Velocidad de líquido promedio, ft/seg.

R_p : Velocidad de la bomba, rpm.

C : Factor por tipo de bomba.

0.2, simplex actuado doble, dúplex actuado doble.

0.115, dúplex actuado sencillo.

0.066, triplex.

0.04, quintuplex.

0.028, séptuples.

K : Factor de compresibilidad.

1.4, no compresible.

1.5, amina, polietileno glicol delgado, agua producida.

2.0, Crudo.

2.5, líquidos relativamente compresibles (combustible caliente, etano)

4.3.4 Compresores. Son utilizados cuando es necesario incrementar la presión de un flujo de gas en un sistema ya sea que provenga de la descarga de recipientes para estabilizar líquidos, tratamiento de crudo o agua, posterior quema o transporte del fluido por gasoducto para la comercialización, sistema de inyección, entre otros.

La diferencia de presión es determinada por:

$$R_T = \frac{P_d}{P_s}$$

Dónde:

R_T : Relación total de Compresión

P_d : Presión de Descarga, Psi.

P_s : Presión de Succión, Psi.

Esta relación de presión generalmente oscila entre 5 y 20 para el transporte de gas por línea de flujo, en los sistemas de inyección en campos de producción y puede requerir de varias etapas.

Los compresores se clasifican en desplazamiento positivo o cinético; para los primeros el gas es transportado desde una baja presión a una alta reduciendo su volumen y por lo tanto incrementando su presión, los más comunes son los compresores recíprocos y rotativos (tornillo y lóbulos). Los compresores cinéticos imparten una cabeza de velocidad al fluido, que es convertida en cabeza de presión.

En la siguiente tabla se muestra un comparativo entre los diferentes tipos de compresores que son comúnmente utilizados.¹⁰

TIPO	CARACTERISTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
RECÍPROCA NTE DE ALTA VELOCIDAD	<ul style="list-style-type: none">- Variedad de tamaños desde 50 hp a 3000 hp.- Comúnmente compresores de 2, 4 o 6 cilindros.	<ul style="list-style-type: none">- Fácil montaje en "Skid".- Menor costo inicial.- Fácil instalación multietapa.- Idóneo para Onshore y Offshore.	<ul style="list-style-type: none">- Eficiencia de compresión menor que el centrífugo y mayor que un recíproco de baja velocidad.- Menor vida útil.- Costo de mantenimiento elevado.
RECÍPROCA NTE DE BAJA VELOCIDAD	<ul style="list-style-type: none">- Algunos de uno a dos cilindros para 140 hp a 360 hp.- Numerosos tamaños para 2000 h a 4000 hp.	<ul style="list-style-type: none">- Alta eficiencia en el consumo de combustible.	<ul style="list-style-type: none">- Debe ser armada en campo a menos que sea muy pequeño.

¹⁰ ARNOLD, Ken, STEWAR, Murice; Surface Production Operations, by Butterworth/Heinemann, Vol. 2, 1999.

	<ul style="list-style-type: none"> - Grandes tamaños con incrementos de 2000 hp hasta 12000 hp. - Comúnmente de 2 a 10 cilindros compresores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia de compresión en un amplio rango de condiciones. - Larga vida útil. - Bajo costo de mantenimiento y operación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere fundaciones muy robustas. - Altos costos de instalación. - Las bajas velocidades requieren alto grado de supresión de las vibraciones y pulsaciones
ROTATIVO TIPO PALETA	<ul style="list-style-type: none"> - Tamaños comunes hasta 250 bhp, pero la mayoría de las aplicaciones por debajo de 125 bhp. - Presión de descarga hasta 400 psig. - Una o dos etapas en tándem o sobre el mismo eje. 	<ul style="list-style-type: none"> - Buen servicio a vacío. - El flujo no es pulsante. - Ocupa menor espacio. - No es costoso para bajas potencias en la recuperación de vapor o servicio al vacío. 	<ul style="list-style-type: none"> - Debe contener aire o gas limpio - Consume un 5 a 20% más potencia que los reciprocantes. - Utiliza diez veces más combustible que un reciprocante.
ROTATIVO TIPO TORNILLO	<ul style="list-style-type: none"> - Hasta 6000 hp en servicio de aire, pero comúnmente por debajo de 800 hp. - Hasta 400 hp en servicio de hidrocarburo. - Presiones de descarga de 250 psig. - Una o dos etapas en tándem o sobre un mismo eje. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponible como no lubricada especialmente para servicio de aire. - Puede manejar gas sucio. - Puede trabajar con cantidades moderadas de líquido, pero no en baches. - El flujo no es pulsante. - A bajas presiones (<50 psig) puede ser más eficiente que una reciprocante. 	<ul style="list-style-type: none"> - Para servicio de hidrocarburo necesita sello de combustible con posterior enfriamiento. - Para presión de descarga sobre 50 psig requiere de un 10 a 20% más potencia que una reciprocante. - Baja tolerancia para cambios en las condiciones de operación de temperatura, presión y relación de presión.
CENTRIFUGOS	<ul style="list-style-type: none"> - Comienza desde 500 hp de potencia, con incrementos de a 1000 hp hasta 20000 hp. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altas potencias por unidad de espacio y peso. - Fácil adaptación al manejo con turbina con alta eficiencia de combustible y desperdicio de combustible. - Fácilmente 	<ul style="list-style-type: none"> - Es el compresor menos eficiente. - Flexibilidad limitada en cuanto a su capacidad. - Los alimentadores tienen una mayor relación de combustible en comparación que las

		automatizada con operaciones remotas. - Puede ser instalada en "skid" y empaquetada. - Bajo costo inicial, mantenimiento y operación.	reciprocane. - Las unidades de ala potencia fuera de servicio representan grandes efectos en el proceso y. Capacidad en las líneas de flujo.
--	--	--	---

Tabla 7 Comparación de tipos de compresores

Generalmente se especifica para la unidad, la presión de succión y descarga, capacidad de flujo, temperatura de succión, propiedades del fluido. El tamaño de los cilindros, pistones y bielas son diseñados por el fabricante de la maquina bajo los estándares, en muchos casos es necesario realizar una verificación del tamaño de la maquina de acuerdo a las condiciones de operación reales y el tipo de fluido a manejar. La capacidad de los cilindros es función del desplazamiento del pistón y la eficiencia volumétrica de la máquina; a su vez depende de la tolerancia de los cilindros, relación de compresión y propiedades del gas.

Una de las variables para el diseño mecánico de un compresor es el desplazamiento que el pistón realiza en operación ya que define la capacidad de la máquina, la cual puede cambiar físicamente con la variación del posible desplazamiento del pistón. El desplazamiento es calculado así:

$$PD = \frac{(d_c^2 - d_r^2)s(rpm)}{2200}$$

Dónde:

PD : Desplazamiento del piston, pulg.

d_c : Diámetro del cilindro, pulg.

d_r : Diámetro de la barra, pulg.

s : Longitud del paso, pulg.

rpm : Velocidad del compresor, rpm.

Otro parámetro a tener en cuenta para el diseño de un compresor es la eficiencia volumétrica, que es la relación del verdadero flujo de entrada a las condiciones de operación con respecto al desplazamiento del pistón, y se da así:

$$E_v = 96 - R - C \left[\left(R^{1/k} \right) \frac{Z_s}{Z_d} - 1 \right]$$

Dónde:

E_v : Eficiencia volumétrica por eapa (%)

R : Relación de compresión P_d/P_s de la eapa del compresor (basado en presiones absolutas)

C : Tolerancia del cilindro, porcentaje del desplazamiento del pistón

Z_s : Factor de compresibilidad a la succión, psia

Z_d : Factor de compresibilidad a la descarga, psia.

k : Relación de calor específico, C_p/C_v

Este factor permite buscar un tamaño de cámara adecuado para hacer un mejor aprovechamiento del espacio para que la máquina se desempeñe con una mayor eficiencia. En base en las anteriores ecuaciones es posible determinar el flujo que se transportará en el equipo.

4.3.5 Tubería. El máximo esfuerzo por presión permitida dependerá de las condiciones de operación, a las cuales se verá expuesta la línea. Para el caso de los campos de producción de Hidrocarburos, los sistemas de tubería se rigen en su mayoría por las normas ANSI/ASME B31.4 “Sistemas de Tubería para el Transporte de Hidrocarburo Líquido” y ANSI/ASME B31.8 “Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas”, que son complementadas por organismos que

regulan la seguridad de estos sistemas según el lugar geográfico, donde se encuentren.¹¹

La presión máxima permitida es calculada por la siguiente ecuación:

B31.8

$$P = 2 \left(\frac{St}{D} \right) * F * E * T$$

Dónde:

P: Presion de Diseño, lb/in²

S: Minimo Esfuerzo de fluencia especificado, lb/in²

t: Espesor de pared nominal del tubo, in.

D: Diametro externo nominal del tubo, in.

F: Factor de Diseño.

E: Factor de soldadura longitudinal.

T: Factor de Temperatura.

B31.4

$$P = 2 \left(\frac{St}{D} \right) * F * E$$

Dónde:

P: Presión Interna de Diseño, lb/in²

S: Minimo Esfuerzo de fluencia especificado, lb/in²

t: Espesor de pared nominal del tubo, in.

D: Diametro externo nominal del tubo, in.

F: Factor de Diseño de 0.72.

E: Factor de soldadura longitudinal.

Los esfuerzos que soporta un componente de tubería tiene dos categorías; uno debido a la presión interna; y otro tipo de esfuerzos que debe soportar la tubería

¹¹ E.W. McAllister; Pipeline Rules of Thumb Handbook, Butterworth-Heinemann, 2002.

es debido a la expansión y contracción que sufre el material con el cambio de la temperatura según las operaciones de operación, peso propio, viento, sismo y nieve. Esas deformaciones se presentan en desplazamientos en los sistemas de tubería que afectan las interconexiones con fuerzas y momento adicionales, los cuales serán soportados por los equipos que presentan un anclaje como soporte.

Los esfuerzos debido a fuerzas son dadas por:

$$\tau_{xy \max} = 2 \frac{F_y}{A}, \tau_{xz \max} = 2 \frac{F_z}{A}, A = \pi(r_o^2 - r_i^2) = 2\pi r_m t$$

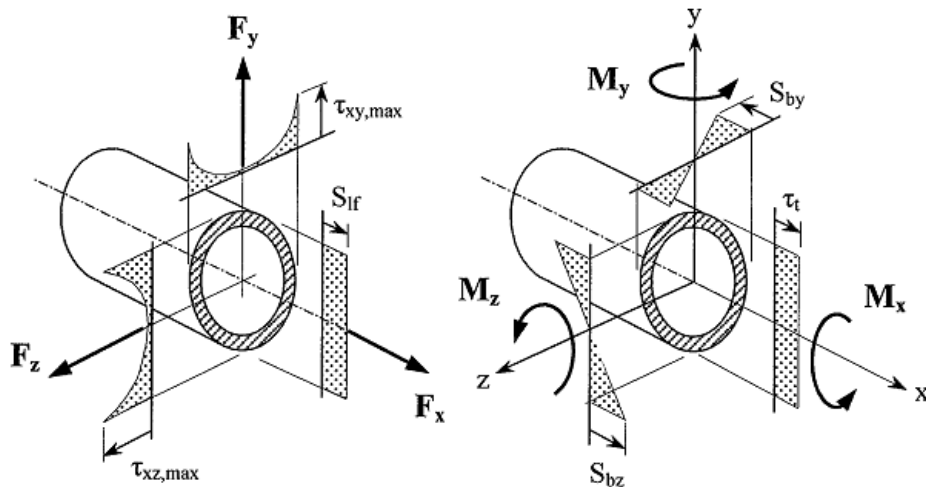


Figura 29 Esfuerzos debidos a fuerzas y momentos (Tomado de PENG, Liang-chuan; PENG, Tsen-Loong, Pipe Stress engineering, página 47)

$$S_{lf} = \frac{F_a}{A}, \tau_f = \frac{F_s}{A}, A = 2\pi r_m t$$

Esfuerzos debido a momentos:

$$S_{by} = \frac{M_y}{Z}, S_{bz} = \frac{M_z}{Z}, Z = \frac{\pi}{4r_o} (r_o^4 - r_i^4)$$

Por lo tanto el esfuerzo por flexión total es:

$$S_b = \sqrt{S_{by}^2 + S_{bz}^2}$$

Y el más alto esfuerzo por torsión:

$$\tau_t = \frac{M_t}{Z_p} = \frac{M_t}{2Z}$$

Según cada tipo de norma, las combinaciones de los esfuerzos para ser evaluados, tanto por presión interna como por cargas externas son diferentes y ser comparadas contra la resistencia permisible del material que aplique.

5. NORMAS Y ESTANDARES APLICABLES AL SISTEMA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

La siguiente tabla muestra los equipos que típicamente son utilizados en la producción de hidrocarburos, determinando estándares y normas que son utilizados para su diseño, y con ello asegurar la operación adecuada del sistema con el mínimo de costos en paradas por mantenimiento reactivo.

AREA	EQUIPO	NORMA O ESTANDAR
CABEZA DE POZO	Árbol de Navidad	API 6A API 6B
FACILIDADES	Separadores	ASME SEC. VIII DIV. 1, DIV. 2
	FWKO	
	Tratador Térmico	
	Gun Barrel	
	Skim Tank	
	Intercambiadores de Calor	API 650 WRC 107/297 API 651
	Tanques de Almacenamiento	
Tanques a baja presión	API 620 API 2000	
Tanques de agua (plástico)	API 12P	
ESTACIONES DE BOMBEO	Bombas reciprocantes	API 674
	Bombas centrifugas	API 610 ANSI B73.1
	Bombas de Desplazamiento Positivo – Reciprocante	API 674
	Bombas de Desplazamiento Positivo – Rotativo	API 676
ESTACIONES DE COMPRESION	Compresor centrifugo	API 617
	Compresores Reciprocantes	API 618
TUBERIA	Transporte dentro de planta de Proceso	ASME B31.3
	Transporte de Liquido en línea de flujo.	ASME B31.4
	Transmisión y distribución de Gas	ASME B31.8
	Especificación para línea de flujo	API 5L
	Accesorios	B16.10 API 609 ASME B16.5 API 6D

Tabla 8 Discriminación de equipos según zonas del campo de Producción de Hidrocarburos con estándares aplicables

Adicionalmente se establecen normas complementarias para diferentes equipos, que pueden dar solución a los requerimientos del diseño de un equipo, que son mencionados en éste capítulo.

Consideraciones a tener en cuenta acerca de los códigos que se aplican para los equipos que intervienen la producción de hidrocarburos:

La compañía que requiera los equipos, en su defecto se debe prever con la debida anticipación a la gestión de compra y la incorporación a dicho listado.

- Las especificaciones y Hojas de Datos serán desarrolladas de acuerdo a los códigos y estándares Internacionales

- Para equipos diferentes a recipientes a presión ASME Sección VIII y para equipos atmosféricos diferentes a los diseñados por los estándares como:

API 620: Low Pressure Tanks

API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage

ANSI/UL-142

API 12B

Todos los materiales para equipos mecánicos sometidos a presión y tanques atmosféricos deberán estar de acuerdo con el código ASME SEC II y en acuerdo con lo establecido en la norma ASTM respectiva, salvo las excepciones que se incluyan en el documento establecido por la compañía que requiera el equipo.

Los equipos deben diseñarse teniendo en cuenta alternativas y prácticas recomendadas para minimizar las operaciones de mantenimiento (por ejemplo manholes deben tener pescantes y handholes de inspección menores de 6")

Para los esfuerzos locales en recipientes a presión, sobre boquillas o accesorios soldados a estos equipos deben ser calculados y evaluados en acuerdo con el WRC Boletín 107 y 297, los resultados deben evaluarse bajo los criterios de esfuerzos admisibles del código ASME SEC.VIII Apéndice 4, como método

alternativo se acepta el Análisis por elementos finitos, evaluados también bajo los mismos criterios.

Para los esfuerzos locales en tanques atmosféricos API 650 o API 620, sobre boquillas o accesorios soldados a estos equipos, deben ser calculados y evaluados en acuerdo con el apéndice P párrafos P2 y P3 del estándar API 650, independientemente del diámetro del tanque.

CODIGO DE DISEÑO	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
API 620	Design of Construction of Large, Welded, Low Pressure Storage Tanks	Diseño, prefabricación en taller ensamble en campo de los anques para almacenamiento de crudo y diferentes fluidos, derivados del petróleo, que operan a presiones en espacios de vapor o gas menores a 15 psig temperaturas no superiores a 121 °C (250 °F).
API 650	Welded Steel Tanks for Oil Storage	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño, prefabricación en taller ensamble en campo de los anques para almacenamiento de crudo diferentes fluidos, derivados del petróleo. • Aplican para presiones en el espacio vapor de máximo 2.5 psig temperaturas hasta 93°C (200 °F). • También se utilizaran para almacenamiento de agua cuando se requiera almacenar más de 3000 barriles; para capacidades menores ver lo descrito en anques plásticos.
API STD 2000	Venting atmospheric and low pressure storage tanks	Diseño requerimientos para el venteo con vapores en anques atmosféricos para almacenamiento de crudo derivados.
ANSI/UL-142	Steel Aboveground tanks Flammable and Combustible Liquids	Diseño, fabricación pruebas de tanques pequeños atmosféricos para almacenamiento de líquidos combustibles.

Tabla 9 Códigos de Diseños para tanques de almacenamiento de petróleo y derivados

Los materiales utilizados deben ser acorde con lo permitido en el código de diseño aplicado según el caso particular y las indicaciones particular indicadas en la hoja de datos. Laminas para cuerpo, fondo y techo:

Las láminas serán según el estándar ASTM A36, A516 Gr 55, Gr 60, A 283 Gr C, A285 Gr C, todos ellos cumpliendo los requerimientos del estándar API 650, relativos a espesores, tratamientos, tamaño de grano y demás características.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA (PLASTICOS)

Los tanques para almacenamiento de agua, con capacidades menores o iguales a 3000 barriles, tales como tanques para plantas de tratamiento de agua potable, plantas de tratamiento de aguas industriales, plantas de inyección de aguas y otras plantas de servicio semejante serán diseñados, construidos y probados bajo los siguientes estándares dependiendo del proceso de fabricación (moldeo por contacto o enrollado de filamento), lugar de instalación (aéreo o enterrado), posición de instalación (vertical u horizontal), presión de trabajo (atmosférica o presurizado):

API 12P Specification for fiberglass reinforced plastic tanks

ASME Sec. X Boiler & Pressure vessel code. Fiber-reinforced plastic pressure vessel

ASME RTP-1 Reinforced thermoset plastic corrosion resistant equipment

ASTM D 3299 Standard specification for filament-wound glass-fiber-reinforced thermoset resin corrosion resistant tanks

ASTM D 4021 Standard specification for fibber-glass-reinforced polyester underground petroleum storage tanks

ASTM D 4097 Standard specification for filament-wound glass-fiber-reinforced thermoset resin corrosion resistant tanks

UL 1316 Glass-fiber-reinforced plastic underground storage tanks for petroleum products

ICONTEC 2890 Plásticos, Tanques de resistencia química, fabricados con resina termoestable reforzada con fibra de vidrio, moldeados por contacto

Los datos de diseño, dimensiones y espesores de los accesorios, conexiones y soportes deben estar de acuerdo con lo estipulado en las normas de diseño descritas anteriormente.

A la resistencia química ante los agentes corrosivos. La fibra de vidrio debe ser altamente resistente a la corrosión por aguas de plantas de tratamiento de aguas a sea aguas producidas de pozos petroleros, de pozos capadores o aguas residuales.	A la resistencia mecánica. Los tanques prefabricados en P.R.F.V. deben ser aptos para ser enterrados a una profundidad de hasta dos metros y medio.
Peso: Los tanques prefabricados en P.R.F.V. deben ser ligeros para facilitar su manejabilidad.	Perdurabilidad. La vida útil en operación debe ser mayor a 20 años bajo las condiciones de presión y temperatura de diseño para el fluido almacenado.
Material Isotermo. El P.R.F.V. es un material térmicamente aislante. Por lo tanto el tanque evita cambios bruscos de temperatura que afecten negativamente los procesos de depuración biológica.	El tanque debe ser estanco; Al equipo debe realizarse la prueba hidrostática correspondiente que garantice la estanqueidad del mismo.

Tabla 10 Características Cualitativas a Cumplir por los Materiales de Tanques en Fibra de Vidrio

Las Propiedades de los tanques en PFRV deben cumplir con los requerimientos técnicos especificados por las normas indicadas en la Tabla.

CARACTERÍSTICAS	NORMAS ASTM
Peso Específico (g/cm ³) a 23 °C.	D-792
Resistencia tracción, Kg/cm ² .	D-638
Resistencia flexión, Kg/cm ² a 25 °C.	D-790
Resistencia flexión, Kg/cm ² a 130 °C.	
Resistencia Compresión, Kg/cm ² .	D-965
Impacto Izod. Cm. Kg/cm ² con entalla	D-256
Absorción de Agua 24 h %	D-570
Resistencia dieléctrica, perpendicular vols./0,025 mm	D-257

Tabla 11 Características de la Fibra de Vidrio

Los intercambiadores de calor se diseñarán de acuerdo con:

- CODIGO ASME Sección VIII, División 1, última edición.

- El estándar TEMA y el código API STD 660 aplica para el diseño y aspectos de fabricación que no están cubiertos por el código ASME.

PRINCIPALES NORMAS UTILIZADAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA PARA DISEÑO Y FABRICACION DE FACILIDADES

Otras normas que no son directamente aplicables a los equipos de proceso, pero que deben regir el diseño general de las facilidades de producción son:

- A.W.S. American Welding Society
- W.R.C Welding Research Council
- A.N.S.I American National Standards Institute.
- NSR 10 Norma Colombiana de Diseño y Construcción Sismo resistente.
- Código IBC2003 Aplicable a todas las partes no cubiertas por el NSR10
- API American Petroleum Institute.
- NACE National Association of Corrosion Engineers.
- NACE RP-0169-2002 Control de corrosión externa de tanques de almacenamiento
- NACE RP-0285-2002 Control de corrosión de tanques de almacenamiento por protección catódica
- NACE RP-0193-2001 Protección catódica externa en el fondo de un tanque de almacenamiento de acero al carbón

6. EJEMPLO APLICATIVO DE DISEÑO DE LA PRIMERA FASE EN UN CAMPO PETROLERO

Como un resumen del proceso que lleva a cabo los hidrocarburos, teniendo en cuenta todos los equipos mencionados en los capítulos anteriores, se presenta un diagrama de flujo con el proceso general que se lleva a cabo:

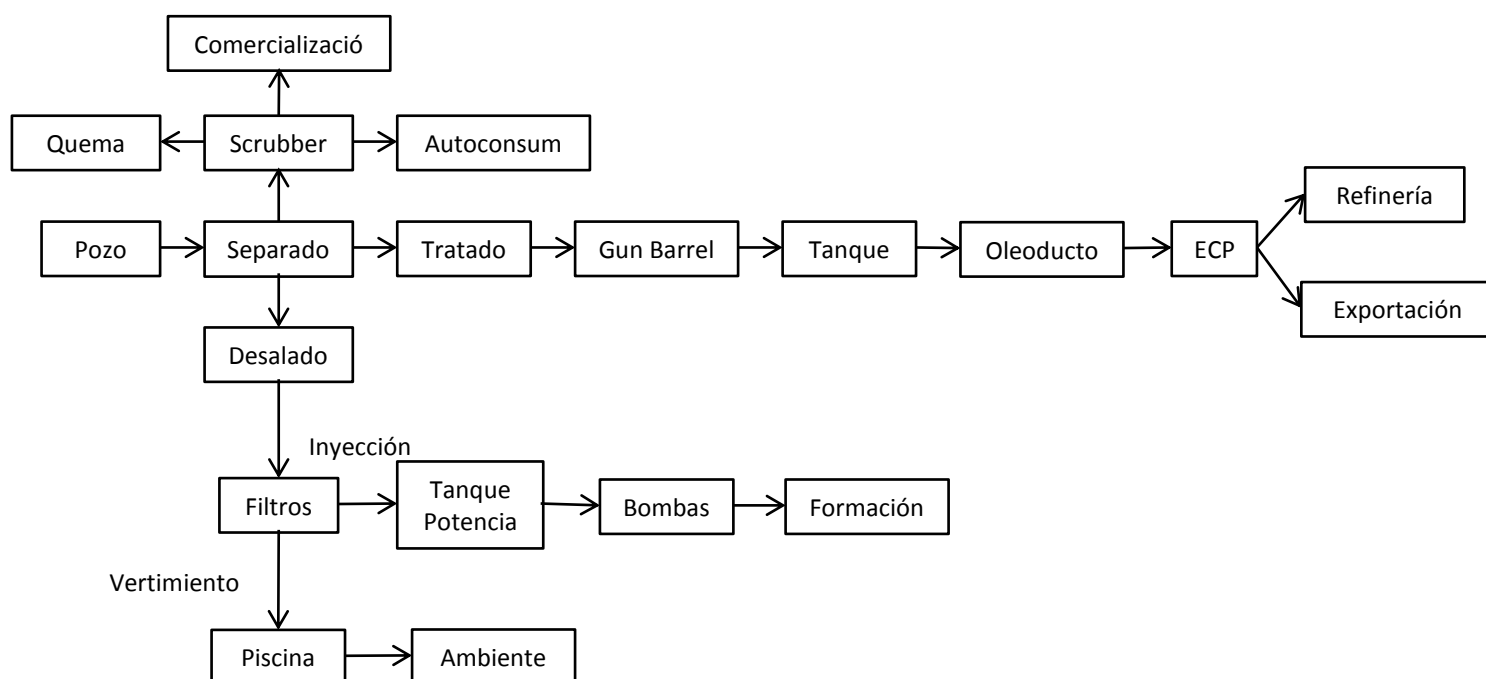


Figura 30 Configuración básica de una facilidad y destino final del fluido

Y de tipo aplicativo la siguiente imagen muestra el diagrama de flujo del proceso en el campo Sardinias, el cual consta de los equipos que son utilizados para el tratamiento de crudo, y los cuales fueron diseñados por la teoría descrita anteriormente y certificados por los estándares y normas mencionadas.

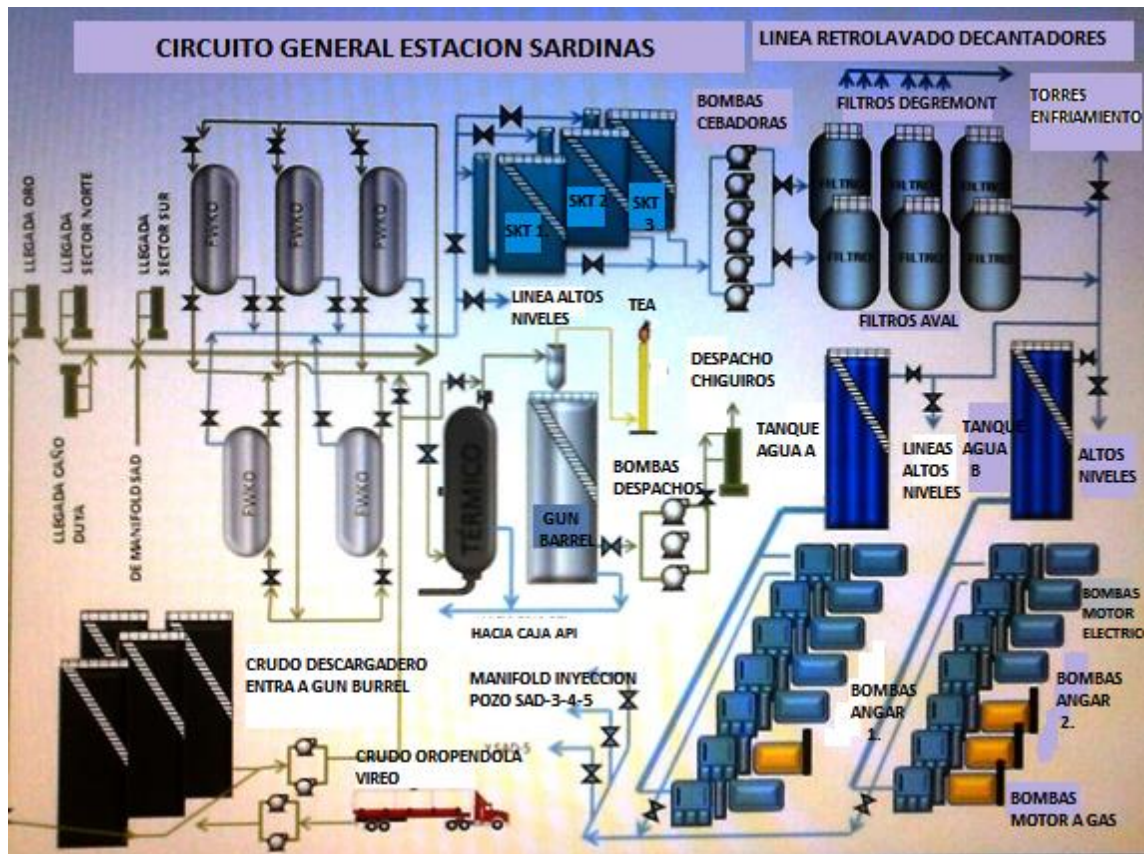


Figura 31 Diagrama de Proceso del Campo Sardinias con equipos

Las entradas de hidrocarburos provienen de los pozos del campo petrolero para luego ser separado, para éste tipo de fluido por FWKO; luego una parte se almacena y transportada por medio de carros; la otra parte tiene un mayor procedimiento por medio de un tratador térmico y Gun Barrel, para ser transportado por tubería y bomba a otro lugar. La emulsión retirada del segundo proceso es llevada a la caja API, para continuar su proceso.

El agua separada del FWKO es llevada a un Skim Tank, para una primera fase de retiro de hidrocarburo, luego se pasa por un filtro, para luego ser almacenada e inyectada con bombas a las zonas que se requieran.

El agua retirada con mayor contenido de hidrocarburo debe continuar con un tratamiento de emulsión para cumplir con los parámetros exigidos que se

requieren en el vertimiento al medio ambiente; la siguiente imagen, muestra los equipos y procesos que se llevan a cabo para ellos.

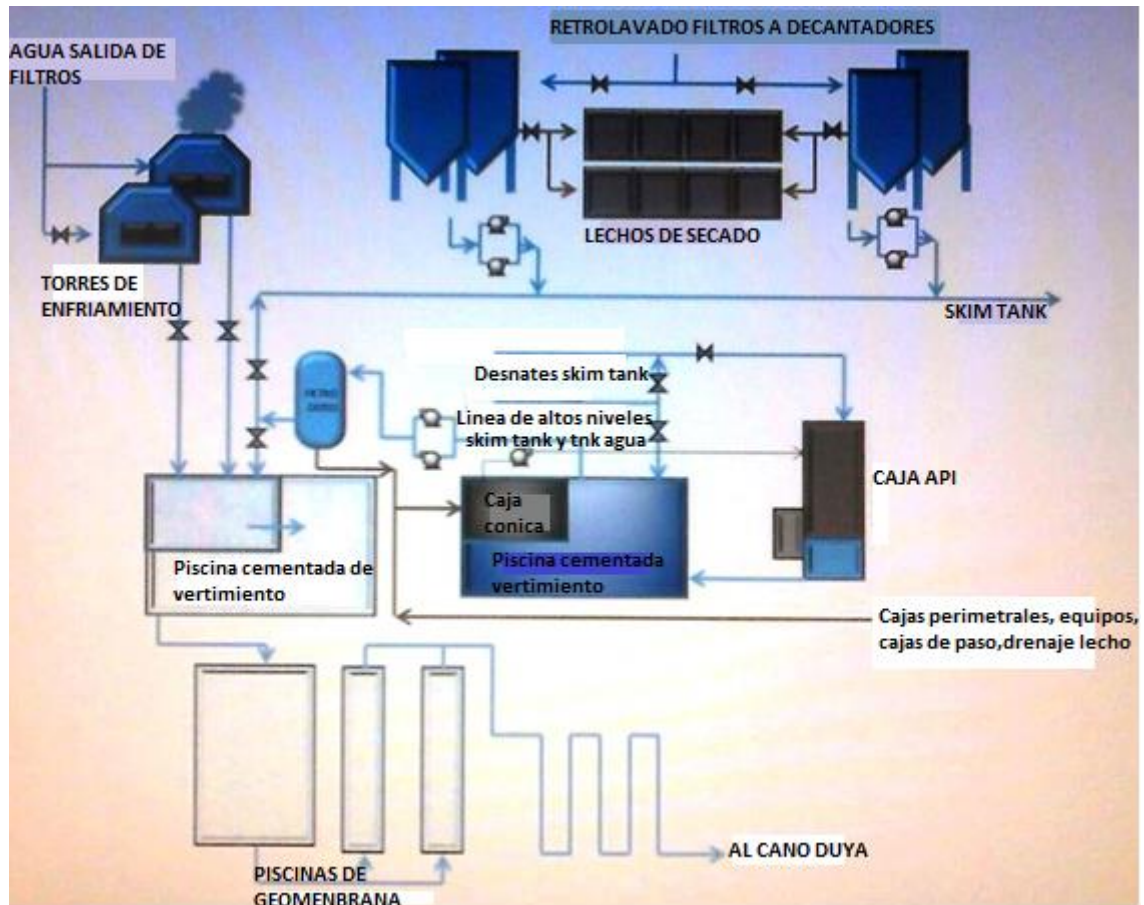


Figura 32 Diagrama de Proceso para el tratamiento de agua de vertimiento en el Campo Sardinias

7. CONCLUSIONES

El estudio efectivo de las condiciones operacionales de los hidrocarburos, es fundamental para realizar el diseño mecánico de los equipos y tubería que hará realidad la producción del fluido negro, ya que de las condiciones que el fluido adquiera se desprende las premisas para llevar a cabo los cálculos, selección de materiales y fabricación de los componentes en un sistema de proceso.

Las normas, estándares y buenas prácticas consolidadas en el tiempo por organizaciones debidamente certificadas, sirven como guía para realizar los diseños de los equipos y tuberías necesarios en la producción de hidrocarburos; y a su vez genera un alto nivel de seguridad para el componente humano y ambiental que se involucra en las operaciones, que proviene de la experiencia generada con la práctica.

Colombia es un país cuya actividad petrolera continúa en auge, por ende el mejoramiento y la correcta aplicación de normas y estándares nacionales e internacionales hace que la construcción y desarrollo de las facilidades que reciben el petróleo, proveniente de un yacimiento sea tratado, transportado y vendido o refinado eficazmente. el trabajo conjunto de la ingeniería mecánica, eléctrica, de petróleos, la instrumentación y control de procesos hacen un excelente resultado a este campo de producción, el cual evita que en casos futuros se tengan que hacer modificaciones económicamente altas por un diseño no analizado y correcto.

BIBLIOGRAFIA

American Lifelines Alliance, ASCE; Guideline for the Design of Buried Steel Pipe, July 2001.

ARNOLD, Kend. Surface Production Operations, by Butterworth-Heinemann, vol. 1 y 2, 1999.

BROCK, James. Applied Open-Hole Log Analysis, George V. Chilingar, University of Southern California, 1986

DEVOLD, Håvard. Oil and gas production handbook, ABB ATPA Oil and Gas, 2006.

E.W. McAllister; Pipeline Rules of Thumb Handbook, Butterworth-Heinemann, 2002.

HARVEY, John; Theory and design of Pressure Vessels, Van Nostrand Reinhold Company Inc, 1985.

PENG, Liang-chuan; PENG, Tsen-Loong, Pipe Stress engineering, by Peng Engineering, Houston, Texas, USA.

SANABRIA Carolina, CIFUENTES Ivan, Análisis y diseño de las facilidades de superficie para el manejo de crudos pesados y bituminosos, Tesis Universidad Industrial de Santander, 2010.

STEWAR, Maurice, ARNOLD, Ken, Produced Water Treatment Field Manual, Elsevier, 2011.

STEWAR, Maurice, LEWIS, Oran; Pressure Vessels Field Manual, by Elsevier, USA, 2013.