



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

**DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y
MECÁNICA**

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

**TEMA: DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SEPARADORES
HORIZONTAL Y VERTICAL DE TRES FASES**

AUTOR: JAIRO LEONEL CHÁVEZ CALDERÓN

DIRECTOR: ING. JAIME ECHEVERRÍA

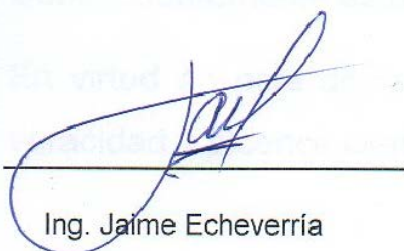
CODIRECTOR: ING. EMILIO TUMIPAMBA

SANGOLQUÍ

2015

CERTIFICADO DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de grado titulado “DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SEPARADORES HORIZONTAL Y VERTICAL DE TRES FASES” fue realizado en su totalidad por el Señor JAIRO LEONEL CHÁVEZ CALDERÓN como requerimiento previo para la obtención del Título de Ingeniero Mecánico.



Ing. Jaime Echeverría

DIRECTOR



Ing. Emilio Tumipamba

Ing. Emilio Tumipamba

CODIRECTOR

Sangolquí, Mayo del 2015

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, JAIRO LEONEL CHÁVEZ CALDERÓN

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SEPARADORES HORIZONTAL Y VERTICAL DE TRES FASES”, ha sido desarrollado con base a una investigación científica, respetando derechos intelectuales de terceros.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención



Jairo Leonel Chávez Calderón

171593806-2

Sangolquí, Mayo del 2015

AUTORIZACIÓN

Yo;

JAIRO LEONEL CHÁVEZ CALDERÓN

AUTORIZO

En calidad de autor del presente documento de investigación autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE, a hacer uso y publicación del presente material denominado: "DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SEPARADORES HORIZONTAL Y VERTICAL DE TRES FASES" cuyo contenido es de mi responsabilidad y autoría.



Jairo Leonel Chávez Calderón

171593806-2

Sangolquí, Mayo del 2015

DEDICATORIA

A Dios por todas las bendiciones en mi vida, por tantas lecciones y por cuidarme siempre, gracias a su gloria he madurado y comprendido el sentido de la vida.

A mi madre Merci, por brindarme su apoyo en los momentos difíciles, ella es el eje fundamental de mi familia, gracias por tu ejemplo de lucha y superación.

A mi padre German y mi hermana Cynthia, por su apoyo en todo este camino que empecé.

Jairo Leonel Chávez Calderón.

AGRADECIMIENTO

Agradecer a Dios por sus bendiciones en mi vida y en la de mi familia, por permitirme culminar esta etapa de mi vida con éxito.

Quiero agradecer a mi Director y Codirector quienes fueron partícipes de la ejecución de un proceso que hoy veo culminado con éxito.

A todas las personas que de alguna u otra manera me ayudaron a seguir a delante en esta carrera universitaria, gracias por ese granito de arena.

Finalmente, a la UFA-ESPE tanto autoridades y maestros, por sus enseñanzas.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
LISTADO DE TABLAS.....	xiv
LISTADO DE FIGURAS	xv
NOMENCLATURA	xviii
RESÚMEN	xx
CAPÍTULO 1.....	1
1.1 Área del Tema.....	1
1.2 Institución Auspiciante y/o beneficiada	1
1.3 Objetivo Institucional	1
1.4 Objetivo Táctico	1
1.5 Objetivo Operacional.....	2
1.6 Locación Geográfica	2
1.7 Colaboradores Profesionales	2
1.8 Duración del Proyecto.....	2

1.9 Antecedentes.....	3
1.10 Marco Institucional.....	3
1.12 Valores.....	4
1.13 Políticas de Calidad.....	5
1.14 Justificación.....	5
1.15 Alcance del Proyecto.....	6
1.16 Objetivo General.....	7
1.17 Objetivos Específicos.....	7
1.18 Marco Teórico.....	8
CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LOS SEPARADORES.....	10
2.1 Generalidades.....	10
2.2 Descripción general de los tipos de separadores.....	11
2.3 Clasificación.....	11
2.4 Secciones del separador.....	13
2.4.1 Secciones Primaria.....	14
2.4.2 Sección de Separación Secundaria.....	14
2.4.3 Sección de Extracción de niebla.....	14
2.4.4 Sección de almacenamiento de líquidos.....	15
2.5 Componentes del separador.....	16

2.5.1 Desviador de flujo.....	16
2.5.2 Platinas antiespumantes.....	17
2.5.3 Extractor de Niebla.....	17
2.5.4 Rompedores de vórtice.....	19
2.5.5 Esclusa.....	19
2.6 Principios de separación.....	19
2.6.1 Momentum o Cantidad de Movimiento.....	19
2.6.2 Fuerza de Gravedad.....	20
2.6.3 Coalescencia.....	20
2.6.4 Acumulación de líquido.....	21
2.7 Instrumentos de Control de un Separador.....	22
2.7.1 Instrumentos de Seguridad.....	22
2.7.2 Válvula de Venteo o Seguridad.....	22
2.7.3 Válvula Check.....	23
2.7.4 Disco de Ruptura.....	23
2.7.5 Sistemas de Alarmas.....	24
2.7.6 Instrumentos de Control.....	26
2.8 Separadores Horizontales.....	32
2.8.1 Separadores Horizontales Trifásicos.....	34

2.9 Separadores Verticales.....	38
2.9.1 Separadores Verticales Trifásicos.....	39
2.10 Procedimientos Operativos.....	48
2.11 Arrancada (Puesta en Operación).....	48
2.12 Operaciones de Rutina.....	50
2.13 Puesta fuera de Operación.....	51
CAPÍTULO 3.....	52
DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL Y VERTICAL.....	52
3.1 Alcance.....	52
3.2 Dimensionamiento hidráulico de un separador trifásico horizontal.....	52
3.3 Dimensionamiento hidráulico de un separador trifásico vertical.....	59
3.4 Dimensionamiento mecánico de un separador trifásico horizontal.....	63
3.4.1 Esfuerzo longitudinal.....	63
3.4.2 Esfuerzo radial.....	64
3.4.3 Espesor de las tapas Semi-elípticas.....	65
3.4.4 Peso del Recipiente.....	66
3.4.5 Peso de las cabezas.....	67
3.4.6 Peso total del Recipiente.....	67

3.4.7	Peso del contenido.....	68
3.4.8	Cálculo del diseño de las silletas.....	69
3.5	Análisis de resistencia del Recipiente.....	70
3.5.1	Esfuerzo cortante tangencial.....	70
3.5.2	Esfuerzo flexionante de la silleta.....	71
3.5.3	Esfuerzo circunferencial.....	73
3.6	Dimensionamiento de las principales boquillas.....	75
3.7	Dimensionamiento mecánico de un separador trifásico vertical.....	91
3.7.1	Esfuerzo Radial.....	92
3.7.2	Esfuerzo longitudinal.....	93
3.7.3	Espesor de las tapas Semi-elípticas.....	94
3.7.4	Peso del recipiente.....	94
3.7.5	Peso de las cabezas.....	95
3.7.6	Peso total del recipiente.....	96
3.7.7	Peso del contenido.....	96
3.7.8	Cálculo del diseño del soporte del faldón.....	97
3.8	Dimensionamiento de las principales boquillas.....	98
CAPÍTULO 4	116
SIMULACIÓN EN HYSYS	116

4.1 Alcance.....	116
4.2 Bases de una simulación.....	116
4.3 Generalidades.....	117
4.3.1 Ventajas y desventajas del uso de software de simulación.....	117
4.3.2 Aplicación de software de simulación.....	118
4.4 Simulación.....	119
CAPÍTULO 5.....	135
ANÁLISIS ECONÓMICO Y COSTOS.....	135
5.1 Introducción.....	135
5.2 Costos Unitarios.....	136
5.3 Análisis de Costos.....	148
5.3.1 Inversión Inicial del Proyecto.....	148
5.3.2 Valor Actual Neto.....	148
5.3.3 Tasa interna de retorno TIR.....	149
5.3.3 Costo/Beneficio.....	150
5.4 Resultados.....	156
CAPÍTULO 6.....	157
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	157
6.1 Conclusiones.....	157

6.2 Recomendaciones.....	159
REFERENCIAS.....	160
ANEXOS.....	161
Anexo 1: Catálogo de pesos de los diferentes componentes de acero de los recipientes... 	162
Anexo 2: Catálogo de Volúmenes de cuerpos y cabezas de los recipientes.....	164
Anexo 3: Catálogo de dimensiones de cabezas.....	166
Anexo 4: Esfuerzos en recipientes horizontales apoyado en dos silletas.....	168
Anexo 5: Mínima extensión sugerida para los registros (Manhole).....	171
Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.....	173
Anexo 7: Planos Constructivos.....	176

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Datos de un pozo de producción.....	53
Tabla 2: Datos de un pozo de producción.....	59
Tabla 3: Datos de Operación.....	63
Tabla 4: Dimensiones sugeridas para registros de inspección.....	76
Tabla 5: Datos de Operación.....	92
Tabla 6: Dimensiones sugeridas para registros de inspección.....	99
Tabla 7: Componentes del crudo, fracción molar.....	122
Tabla 8: Dotación acero estructural.....	139
Tabla 9: Fabricación de cilindros.....	140
Tabla 10: Fabricación de cabezas.....	141
Tabla 11: Fabricación de silletas.....	142
Tabla 12: Instalación de Manhole, aberturas y orejas de izaje.....	143
Tabla 13: Instalación de acoples y estructuración total de los separadores.....	144
Tabla 14: Inspección.....	145
Tabla 15: Accesorios y Partes Internas.....	146
Tabla 16: Desglose de costos directos.....	147

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Separador trifásico YPF, Argentina.....	8
Figura 2: Secciones del Separador.....	13
Figura 3: Tipos de Separadores.....	15
Figura 4: Desviadores de flujo.....	16
Figura 5: Platinas antiespumantes.....	17
Figura 6: Extractor de niebla.....	18
Figura 7: Esclusa.....	19
Figura 8: Dispositivos de seguridad y control.....	22
Figura 9: Válvula de venteo.....	23
Figura 10: Disco de Ruptura.....	24
Figura 11: Esquema de control de niveles de líquido.....	26
Figura 12: Controlador de nivel de líquido.....	28
Figura 13: Controlador de nivel de petróleo.....	29
Figura 14: Tipo de desplazamiento controlador.....	30
Figura 15: Ingreso y salida de los componentes del crudo.....	35
Figura 16: Configuración de ingreso y salida de crudo, agua y gas.....	36
Figura 17: Partes externas de un separador horizontal trifásico.....	37
Figura 18: Partes internas y secciones de un separador horizontal.....	38
Figura 19: Configuración externa de un separador vertical.....	39
Figura 20: Seccionamiento de un separador vertical trifásico.....	41
Figura 21: Método de separación.....	42

Figura 22: Método de separación.....	43
Figura 23: Método de separación.....	44
Figura 24: Grados API y tiempos de retención.....	45
Figura 25: Esquema para puesta en marcha.....	50
Figura 26: Coeficiente “ β ” para un cilindro mitad lleno de líquido.....	55
Figura 27: Tabla de diámetros y longitudes de un separador trifásico.....	58
Figura 28: Tabla de diámetros y longitudes de un separador vertical.....	62
Figura 29: Diseño de silletas.....	69
Figura 30: Relación A/R para recipientes horizontales.....	72
Figura 31: Variables de las dimensiones importantes de la abertura	76
Figura 32: Esquema de dimensiones para refuerzo de aberturas.....	100
Figura 33: Ingreso al software.....	119
Figura 34: Pantalla inicial.....	120
Figura 35: Lista de componentes.....	120
Figura 36: Ingreso de los componentes de proceso.....	121
Figura 37: Paquete de cálculo.....	123
Figura 38: Selección de la pestaña Fluid Pkgs.....	123
Figura 39: Ingreso de datos para crudo.....	124
Figura 40: Ingreso de propiedades del crudo.....	125
Figura 41: Determinación de las propiedades del crudo.....	125
Figura 42: Interfaz de simulación.....	126
Figura 43: Selección de un separador trifásico.....	127
Figura 44: Introducción de Variables para simulación.....	128

Figura 45: Variables para la simulación.....	129
Figura 46: Fracción Molar de la composición.....	129
Figura 47: Resultados de la simulación.....	130
Figura 48: Simulación del separador trifásico.....	131
Figura 49: Propiedades del separador.....	131
Figura 50: Dimensionamiento.....	132
Figura 51: Sistema de separación de gas.....	133
Figura 52: Sistema de separación de crudo.....	133
Figura 53: Sistema de separación de agua.....	134

NOMENCLATURA

Q_w	Caudal de agua
Q_o	Caudal de aceite
Q_g	Caudal de gas
P_o	Presión de operación
P_d	Presión de diseño
T_o	Temperatura de operación
S.G. w	Gravedad específica agua
A_w	Área seccional agua
A	Área seccional aceite
D	Diámetro interno del recipiente, pulg.
L	Longitud del recipiente donde se produce la separación efectiva
P	Presión de operación
C_D	Coefficiente de arrastre
d_m	Gota de líquido a ser separada
ρ_g	Densidad del gas
ρ_l	Densidad del líquido
S	Gravedad específica de un gas
Z	Factor de compresibilidad de gas
L_{ss}	Longitud de costura a costura
L_{eff}	Longitud efectiva de separación
(tr)₀	Tiempo de retención del aceite

$(tr)_w$	Tiempo de retención del agua
R	Radio interior
E	Eficiencia de la junta
t	Espesor del material
W	Peso del recipiente
V	Volumen del recipiente
m	Masa
h	Distancia de la proyección interna de la boca
C.A.	Corrosión admisible
F	Factor de corrección por variación del esfuerzo generado
S_V	Esfuerzo permisible del recipiente
t_{rn}	Espesor calculado de la pared de la boca.

RESUMEN

En nuestro país, actualmente en proceso de desarrollo, surge la gran necesidad de crear nuestra propia tecnología y dejar de ser consumidores de productos elaborados por otros países, por lo que es de suma importancia, fabricar, crear, producir, máquinas y equipos, con el único fin de comenzar a ser un país que desarrolla tecnología propia, en este proyecto sobre el tema de diseño de separadores de petróleo, un campo muy amplio en el que la ingeniería mecánica toma fuerza. Partiendo de este hecho la cátedra de Diseño de Elementos, del Departamento de Energía y Mecánica de la Escuela Politécnica del Ejército, ha planteado proyectos para el diseño y simulación mediante elementos finitos de equipos, enfocándose al estudio de nuevas aplicaciones cada vez más económicas y que ayudan al desarrollo industrial de nuestro país. Siguiendo estos lineamientos se ha propuesto con este proyecto, el diseño y simulación de separadores vertical y horizontal trifásicos, usando software de diseño y simulación como AUTOCAD y HYSYS, desarrollando planos a detalle, hojas de cálculo y la simulación. Este proyecto además de tratarse del diseño de los separadores trifásicos, servirá como referente para futuras generaciones en el archivo de la biblioteca Alejandro Segovia, dentro del campo de investigaciones teóricas en lo que a separadores de petróleo trifásicos se refiere.

PALABRAS CLAVES:

- RECIPIENTES
- DISEÑO
- TRIFÁSICO
- SEPARADORES
- PRESUPUESTO

SUMMARY

In our country, currently under development, there arises a great need to create our own technology and stop being consumers of products made by other countries around the world, so it is of utmost importance, make, create, produce, machinery and equipment, with the sole purpose of starting to be a country that develops its own technology in this project on the subject of design of oil separators, a wide field in which mechanical engineering DPTO. On this basis the chair of design elements, the Department of Energy and Mechanics of the Polytechnic School of the Army, has raised projects for the design and simulation using finite elements of equipment, focusing the study of new and increasingly efficient appliances and that They help the industrial development of our country. Following these guidelines have been proposed for this project, the design and simulation of vertical and horizontal phase separators, using design and simulation software as AUTOCAD and HYSYS, developing plans to detail, spreadsheets and simulation. This project will be the design of the three-phase separators, will serve as reference for future generations in the file library Alejandro Segovia, in the field of theoretical research as far as oil phase separators are concerned.

KEYWORDS:

- CONTAINERS
- DESIGN
- PHASE
- SEPARADORES
- BUDGET

CAPÍTULO 1

1.1 ÁREA DEL TEMA

Las áreas del tema para este proyecto son principalmente:

- Diseño Mecánico
- Dibujo Asistido por Computador
- Ingeniería Química

1.2 INSTITUCIÓN AUSPICIANTE Y/O BENEFICIADA

Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE

1.3 OBJETIVO INSTITUCIONAL

Formar profesionales a la altura de cualquier reto investigativo dentro del campo Ingenieril, logrando así ser una Institución reconocida a nivel Nacional e Internacional.

1.4 OBJETIVO TÁCTICO

Investigar la Ingeniería Básica de separación de fases entre los hidrocarburos de la mezcla, y cuando el proceso ocurre entre la fase gaseosa y líquida e implementando diseño de Ingeniería de detalle, la función del Equipo será: Refinar la separación mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa, y partículas del gas atrapadas en la fase líquida.

1.5 OBJETIVO OPERACIONAL

Diseño y simulación de un Separador, de acuerdo a normativas aplicables, que permita la separación de hidrocarburos y facilite la construcción de los mismos.

1.6 LOCACIÓN GEOGRÁFICA

- Ubicación de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.
 - País: Ecuador
 - Región: Sierra
 - Provincia: Pichincha
 - Cantón: Rumiñahui.

1.7 COLABORADORES PROFESIONALES

- Directos de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE
 - Ingeniero Jaime Echeverria.
 - Ingeniero Emilio Tumipamba.
- Sertecpet. S.A.
 - Ingeniero Héctor Rangel.
 - Ingeniero Héctor Arévalo.

1.8 DURACIÓN DEL PROYECTO

Para la Ingeniería a Detalle de los separadores trifásicos se ha establecido un plazo de 8 meses a partir de la aprobación del Consejo de Carrera.

1.9 ANTECEDENTES

El crudo en la Amazonía ecuatoriana que se exporta tiene 25 grados API en promedio. En la Península de Santa Elena se extrae crudo de 25 grados y en el centro oriente buena cantidad de las reservas son crudos pesados, es decir, de 15 y 20 grados API. Los últimos descubrimientos realizados por Petroproducción señalan un enorme, potencial de reservas petroleras.

A partir de todos los productos de la separación del crudo se pueden obtener un centenar de compuestos diferentes con diferentes usos.

La realización de este proyecto, obedece a la necesidad de selección del separador más adecuado se basa, en aquel que cumpla todos los parámetros de operación y diseño. Tomando en cuenta variables como temperatura, gravedades específicas de los fluidos provenientes del pozo, tasas de fluidos, para adquirir un separador al precio más económico.

1.10 MARCO INSTITUCIONAL

1.11 VISIÓN

Ser un grupo de investigadores líderes en Latinoamérica que genere investigación del más alto nivel y que ayude a resolver problemas prioritarios de la región, con la participación de redes de investigadores nacionales e internacionales.

1.12 VALORES

La conducta de todos y cada uno de los miembros de la comunidad politécnica, se mantendrá siempre bajo la práctica de los valores institucionales que se puntualizan a continuación:

- Honestidad a toda prueba.
- Respeto a la libertad de pensamiento.
- Orden, puntualidad y disciplina conscientes.
- Búsqueda permanente de la calidad y excelencia.
- Igualdad de oportunidades.
- Respeto a las personas y los derechos humanos.
- Reconocimiento a la voluntad, creatividad y perseverancia.
- Práctica de la justicia, solidaridad y lealtad.
- Práctica de la verdadera amistad y camaradería.
- Cultivo del civismo y respeto al medio ambiente.
- Compromiso con la institución y la sociedad.
- Identidad institucional.
- Liderazgo y emprendimiento.
- Pensamiento crítico.
- Alta conciencia ciudadana

1.13 POLITICAS DE CALIDAD

En la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, nuestros estudiantes y usuarios son las personas más importantes a las que tenemos que servir y satisfacer, cumpliendo con lo que ofrecemos en los plazos establecidos y mejorando permanentemente todos los procesos académicos y administrativos.

La exigencia académica, el bienestar y la seguridad de todos quienes formamos la comunidad ESPE y el respeto al medio ambiente son nuestras prioridades, para dentro de un marco de principios y valores, desarrollar una cultura de Calidad Institucional.

1.14 JUSTIFICACIÓN

Es de suma importancia aplicar los conocimientos adquiridos en la etapa de estudiante, mediante este proyecto de tesis aplicaremos de manera efectiva el uso de la información adquirida en las aulas.

Se incluirá desde el diseño Procesista en el separador, es decir aplicaremos la Norma API-12J, posteriormente se realizara el diseño mecánico (ASME SEC. VIII Div. 1), cabe recalcar que el diseño Procesista normalmente lo hace un Ingeniero Químico, sin embargo un Ingeniero Mecánico también puede implementar ese cálculo con cierta asesoría.

El desarrollo del mismo me permitirá la obtención del título como Ingeniero Mecánico, además que se dejara una información valiosa para futuras generaciones en la biblioteca de la universidad.

El diseño se lo realizara bajo estándares internacionales, permitiendo así investigaciones a nivel de ingeniería de detalle, importante en la carrera profesional del ingeniero.

Desarrollar esta Ingeniería me permitirá también adquirir los conocimientos necesarios para buscar plazas de trabajo en la industria petroquímica.

La separación óptima de los fluidos presentes en los diferentes tipos de yacimientos, permite obtener un margen de ganancias mayor a las empresas operadoras, ya que si realiza una adecuada separación de los fluidos presentes en el mismo, se tendrá el mayor provecho industrial y económico de los fluidos.

El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada completamente de la(s) otra(s) como sea posible, y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado.

1.15 ALCANCE DEL PROYECTO

Se estudiara el cálculo para separadores de gas-crudo-agua horizontal y Vertical, trifásico, posteriormente se realizara el cálculo mecánico, donde se analizaran los esfuerzos a los cuales son sometidos y se calcularan sus espesores.

Para garantizar su operación y funcionamiento, estos recipientes son diseñados bajo estándares internacionales, con las cuales se trabajaran.

Como norma principal se aplicara:

-ASME SEC. VIII DIV. 1

Como requerimiento para este proyecto de tesis se diseñara dos separadores de 10.000 BPD de flujo de producción.

Se incluirán los planos de detalle y hojas de cálculo de los separadores conforme las normas aplicables, con sus respectivas lista de materiales.

El diseño se ejecutara con el software AutoCAD, así como la simulación se la realizara con el software HYSYS.

1.16 OBJETIVO GENERAL

Proporcionar fundamentos teóricos que permitan una óptima comprensión de la terminología relacionada con el área de las separaciones físicas de fluidos, haciendo énfasis en la separación gas-líquido, con el fin de entregar suficiente información para el diseño de separadores de crudo cilíndricos, ya sean verticales u horizontales, trifásicos.

1.17 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisión del estado del arte en separación trifásica gas-petróleo-agua; equipos y componentes de separación; bibliografía clásica y artículos recientes.
- Estudiar el proceso químico.
- Diseñar a nivel de detalle todas las partes del separador bajo normas o estándares principalmente como API 12J, ASME SECCIÓN VIII División 1.
- Realizar una simulación del sistema de separación de petróleo trifásico.

1.18 MARCO TEÓRICO

Un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza en los procesos de producción, procesamiento y tratamiento de los hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos, petróleo y gas.

Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.



Figura 1: Separador trifásico en El Medanito –YPF, Argentina.

Fuente: www.bolland.com.ar

El término “separador de petróleo y gas” en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos. Un recipiente de separación puede ser llamado de las siguientes formas:

1. Separador de petróleo y gas.
2. Separador.
3. Separador por etapas.
4. Trampa.
5. Recipiente de retención, tambor de retención, trampa de retención, retenedor de agua, retenedor de líquido.
6. Cámara de separación flash, recipiente de separación flash, o trampa de separación flash.
7. Separador por expansión o recipiente de expansión.
8. Depurador (depurador de gas), de tipo seco o húmedo.
9. Filtro (filtro de gas), de tipo seco o húmedo.
10. Filtro-Separador.

En los siguientes capítulos se definen un conjunto de términos, los cuales permiten entender el funcionamiento y comprensión del separador Trifásico. Además se describen los aspectos más importantes de las normas ASME para la realización del diseño del separador

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE SEPARADORES Y TIPOS DE SEPARADORES

2.1 GENERALIDADES

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo
- Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.
- En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, son:

- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

- Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte.

Como se menciona, el flujo de gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS TIPOS DE SEPARADORES

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Un separador es un recipiente cerrado que trabaja a presión en el cual se separan dos o tres fases del fluido producido por los pozos. Cuando se separan dos fases son líquidos y gas, y cuando se separan tres fases son gas, petróleo y agua.

2.3 CLASIFICACIÓN

Los separadores se pueden clasificar de varias maneras, dependiendo de las fases que separan, de la forma, de la posición, de la utilización o condiciones de trabajo, entre otros. En cuanto a las fases que separan pueden ser bifásicos o trifásicos; serán bifásicos si solamente separan gas y líquido, y trifásicos si separan gas, petróleo y agua. Los bifásicos son más comunes y los trifásicos se usan generalmente donde hay crudos livianos y no se presentan emulsiones. En cuanto a la forma pueden ser cilíndricos o esféricos.

Los cilíndricos son los más comunes pero los esféricos son bastante usados en campos de gas y cuando deben trabajar a presiones altas.

En cuanto a posición, esto se refiere a los separadores cilíndricos, pueden ser verticales y horizontales; estos últimos pueden ser de un solo cilindro o dos. Los verticales se usan cuando hay una RGL más bien baja y en pozos que puedan tener producción de arena; los horizontales de un solo tubo se usan cuando se tienen RGL altas pero una tasa líquida estable, y los de dos tubos pueden manejar más fácil producciones altas, dan más tiempo de reposo al líquido para extraerle el gas y pueden manejar más fácil relaciones gas-líquido altas.

De acuerdo a su utilización, en una batería hay separadores de prueba y generales; separadores de alta y baja presión; estos dos últimos existen cuando a una batería llegan pozos con presiones bastante altas y se requieren dos o más etapas de separación, cada una a una presión menor que la anterior.

Por configuración:

- Verticales
- Horizontales
- Esféricos

Por el número de fases:

- Bifásicos (gas-líquido o gas-crudo)
- Trifásicos (gas-aceite-agua)
- Tetrafásicos (gas, espuma, aceite, agua)

Por la presión de trabajo:

- Baja presión (10 hasta 225 psig)
- Media presión (230 hasta 700 psig)
- Alta presión (750 hasta 1500 psig)

Por la función:

- Separador de prueba.
- Separador de producción general.
- Separador de baja temperatura.
- Separador de medición.
- Separador de espuma.

2.4 SECCIONES DEL SEPARADOR

Para efectuar una separación lo más completa posible un separador consta generalmente de cuatro secciones, aunque esto puede variar dependiendo del tipo de separador. Las cuatro secciones son:

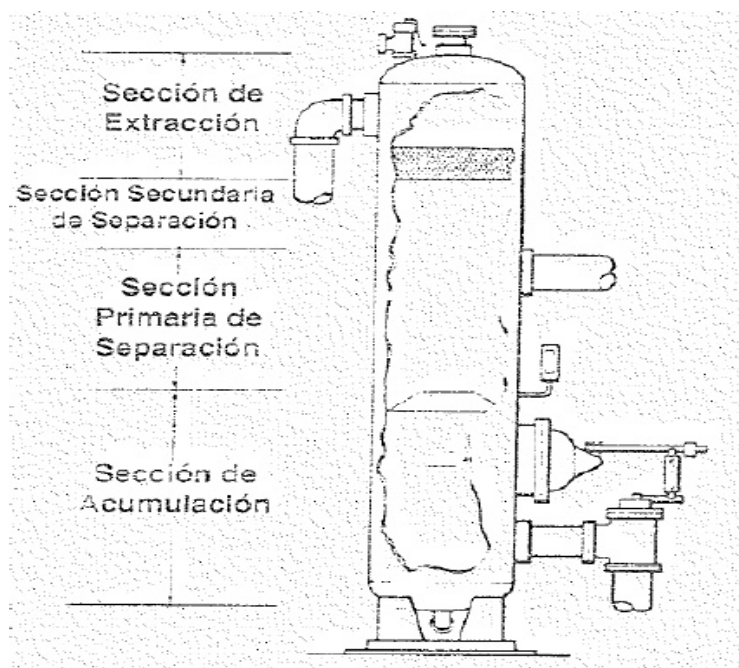


Figura 2: Secciones del separador

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.4.1 SECCIÓN PRIMARIA

La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan del gas grandes volúmenes de líquido.

2.4.2 SECCIÓN DE SEPARACIÓN SECUNDARIA

En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

2.4.3 SECCIÓN DE EXTRACCIÓN DE NIEBLA

En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se

drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

2.4.4 SECCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS

En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

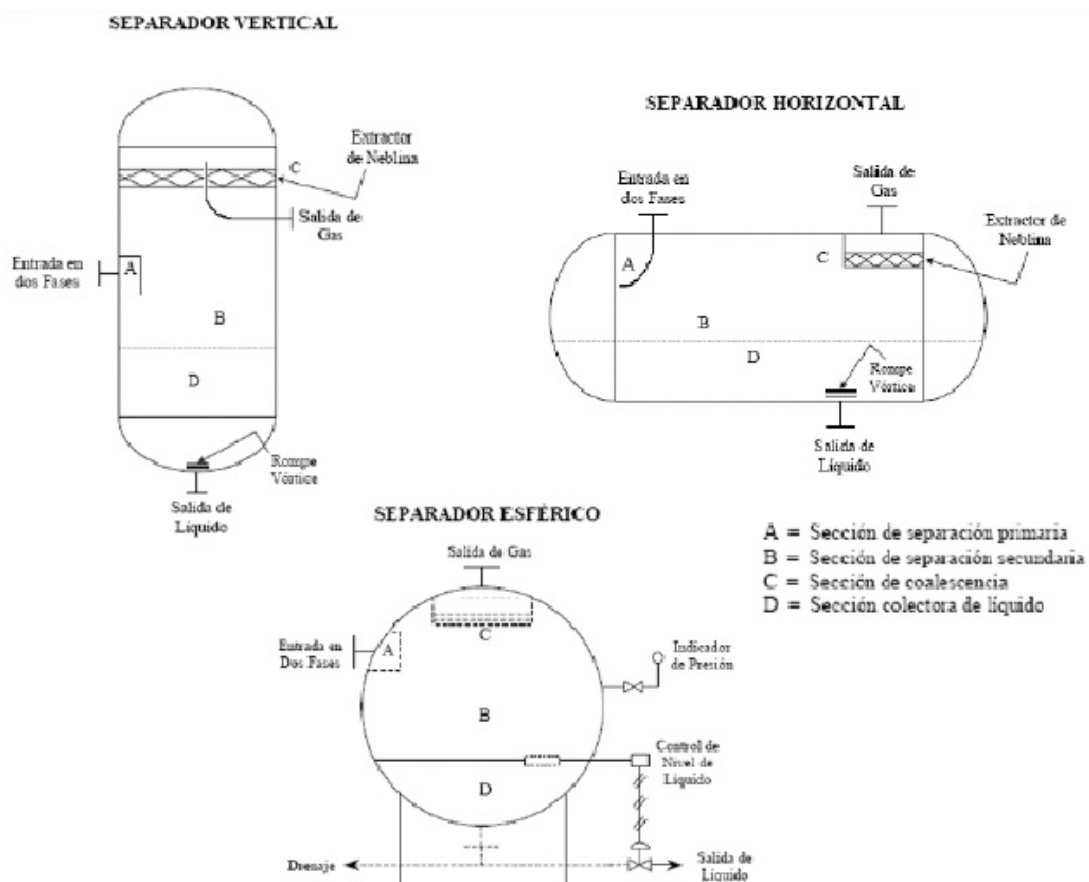


Figura 3: Tipos de separadores

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.5 COMPONENTES DEL SEPARADOR

2.5.1 DESVIADOR DE FLUJO

Consiste de un Consiste de un dispositivo que se instala a la entrada del separador, constituyéndose en el elemento principal de la sección de separación primaria.

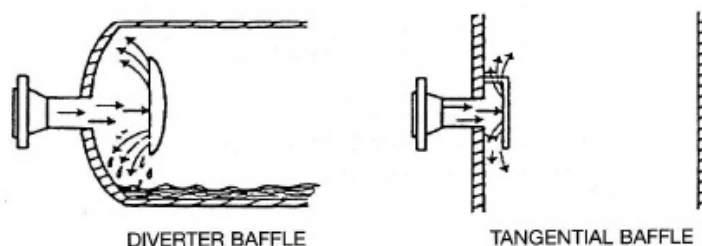


Figura 4: Desviadores de flujo

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

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

Platina desviadora:

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

Desviador de tipo ciclón:

Utiliza el principio de la fuerza centrífuga para la separación del gas/líquido. El diámetro de la boquilla de entrada debe ser diseñado para crear una velocidad de entrada de aproximadamente 20 pies por segundo alrededor del disco interior cuyo diámetro no debe ser mayor de $2/3$ del diámetro del recipiente.

2.5.2 PLATINAS ANTIESPUMANTES

Generalmente la espuma presente en un caudal de producción de crudo es tratada mediante la adición de un producto químico. Muchas veces, una solución efectiva se logra mediante la instalación de una serie de platinas paralelas inclinadas, con las cuales se ayuda al rompimiento de las burbujas de espuma. Se instalan en la interfase gas/líquido del correspondiente separador. Estas platinas no son recomendables cuando se presentan problema de parafina o de producción de arena, ya que estos elementos tienden a taponar este sistema instalado en el separador. Consiste de un dispositivo que se instala a la entrada del separador, constituyéndose en el elemento principal de la sección de separación primaria.

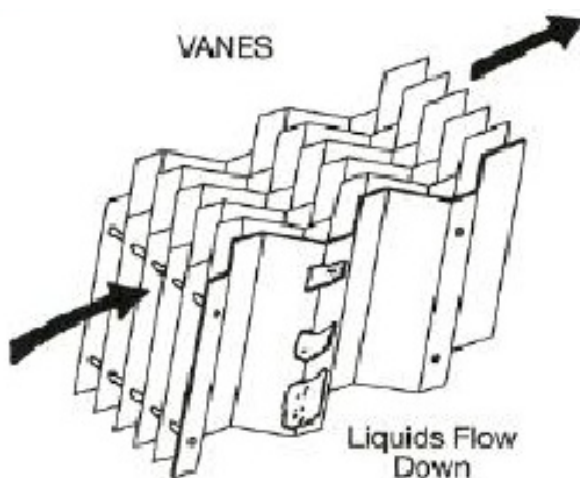


Figura 5: Platinas antiespumantes

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.5.3 EXTRACTOR DE NIEBLA

Estos dispositivos se instalan en la descarga de gas del correspondiente separador y se constituye en el elemento principal de la sección de coalescencia.

Los más conocidos son los siguientes:

- Paquetes de malla.
- Paquetes de platinas en paralelo.

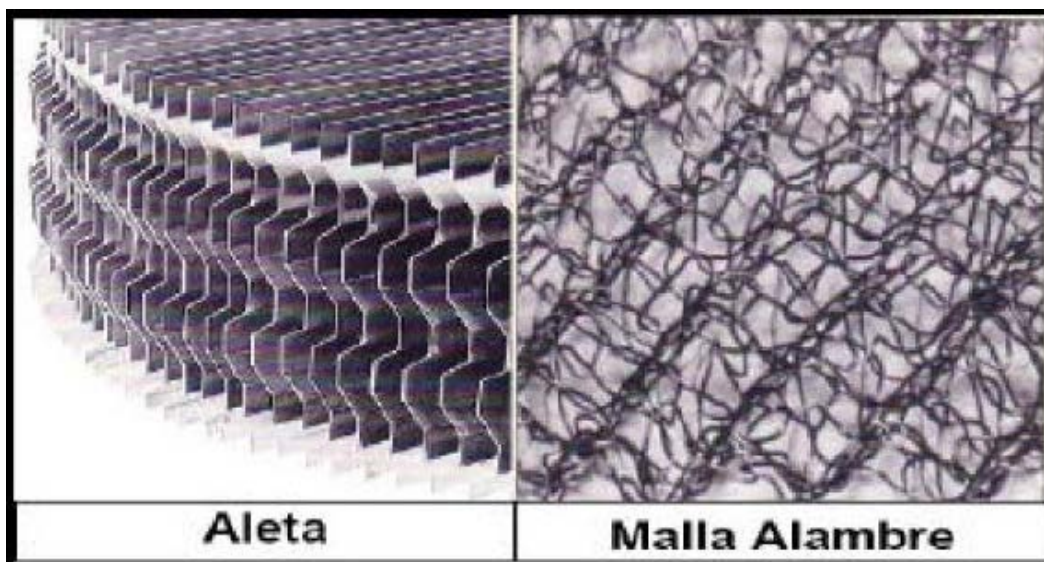


FIGURA 6: Extractor de niebla

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

La efectividad del extractor de niebla depende de la velocidad de la corriente de gas; si es muy alta, se genera turbulencia y se origina reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Si la velocidad es baja, las pequeñas gotas de líquido se agrupan en las platinas y coalescen con facilidad. La altura o espesor del extractor de niebla tipo malla está generalmente entre 3 y 7 pulgadas y su densidad entre 10 y 12 lb/pie³ Una unidad tipo malla, adecuadamente diseñada logra remover el 99% de gotas de líquido con tamaño de 10 micrones y mayores. Una limitación del extractor de niebla tipo malla está en que puede llegar al taponamiento más fácilmente que otros tipos. En el extractor de niebla de platinas paralelas, el gas es forzado a través de ellas, las cuales tienen cambios direccionales para promover la

coalescencia de las gotas de fluidos. Estas son diseñadas para asegurar flujo laminar y una cierta caída de presión.

2.5.4 ROMPEDORES DE VÓRTICE

Estos rompedores están localizados en las salidas de aceite y agua. Su función es contrarrestar el efecto de remolino que puede ocurrir cuando el aceite y el agua salen del separador por sus respectivas salidas. Estos dispositivos previenen que partículas de gas salgan por las líneas de líquido.

2.5.5 ESCLUSA

Esta placa, está localizada en el fondo de la vasija, divide el separador en dos compartimentos: aceite y agua. Con tal que el nivel de agua sea controlado, solo permite que el aceite rebose al compartimiento de aceite.

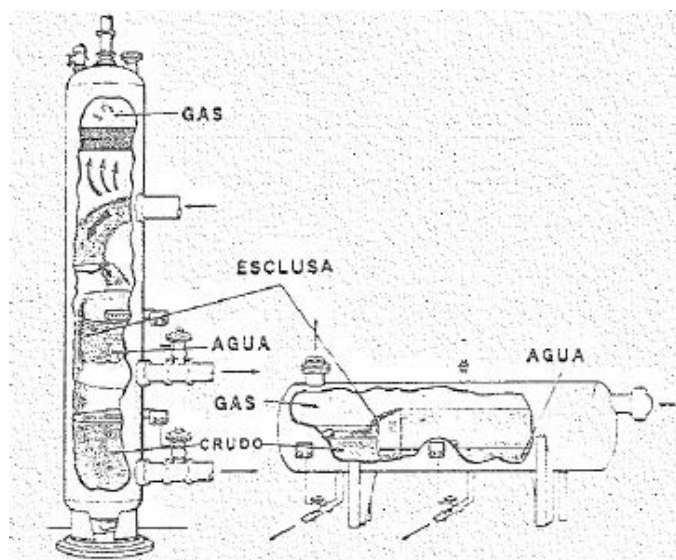


Figura 7: Esclusa

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.6 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN

2.6.1 MOMENTUM O CANTIDAD DE MOVIMIENTO

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases se cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum o la gran velocidad adquirida por las fases, no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno provoca la separación.

2.6.2 FUERZA DE GRAVEDAD

Una vez dado al anterior mecanismo, las moléculas que no se separaron por el cambio de momentum del fluido quedan suspendidas en la segunda sección del separador, ellas quedan expuestas a las fuerzas de arrastre del líquido de acuerdo a la velocidad de las partículas y por otro lado a la fuerza propia de la gravedad. En el momento que ellas se equilibran y que la fuerza de la gravedad es ligeramente mayor que la de arrastre del fluido la partícula empieza a caer hasta almacenarse en la parte baja del separador. En esta sección el fluido se mueve más lentamente que en la zona de separación primaria y las partículas que se decantan son más pequeñas que las primeras separadas. A esta sección se le denomina sección de separación secundaria y cerca del 12 % de la separación se da allí.

2.6.3 COALESCENCIA

En esta sección del separador están las partículas de HC'S más pequeñas las cuales no pueden ser separadas por gravedad. Se instalan sistemas tipo

mallas, filtros, platos y en algunos casos materiales fibrosos que hacen que el gas y las gotas de HC que pasa a través de estos elementos tenga un camino altamente tortuoso haciendo que las gotas de líquido (que son las más pequeñas del proceso) se queden en estos dispositivos ayudándose entre ellas a juntarse cada vez mas y breando gotas de mayor tamaño hasta que alcanzan un tamaño tal que la fuerza de la gravedad es capaz de vencer la fuerza de arrastre del gas y estas caen al fondo del separador. A esto se le denomina el fenómeno de COALESCENCIA. Esta sección es llamada sección de coalescencia y el valor máximo que el gas debe llevar aguas abajo de estos sistemas es de 0.1 galón de líquido MMCSF de gas.

2.6.4 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO

Existe otra sección dentro del separador llamada la sección D o sección colectora de líquidos como su nombre lo indica esta sección se utiliza para el almacenaje de la fase líquida proveniente de la corriente de entrada al equipo, como característica esta sección deberá tener disponible un cierto volumen para así poder manejar disturbios o baches de líquido.

2.7 INSTRUMENTOS DE CONTROL DE UN SEPARADOR

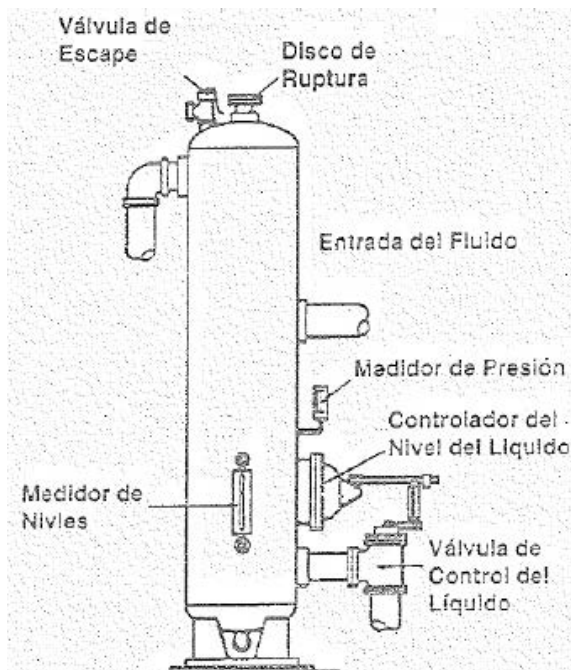


Figura 8: Dispositivos de seguridad y control

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.7.1 INSTRUMENTOS DE SEGURIDAD

En caso de un mal funcionamiento del separador donde la presión se eleve a niveles peligrosos, estos dispositivos proporcionan un venteo de emergencia a la atmósfera. Para prevenir este tipo de fallas el separador se diseña con dos puntos débiles, una válvula de venteo y un disco de ruptura, estos dispositivos son activados en caso de sobre presión.

2.7.2 VÁLVULA DE VENDEO O SEGURIDAD

La válvula de alivio está ubicada en la parte superior del separador. Su salida es conectada a la línea de salida de gas, aguas abajo de la válvula de control automático. Cuando la válvula de venteo se abre, el gas es venteadado.

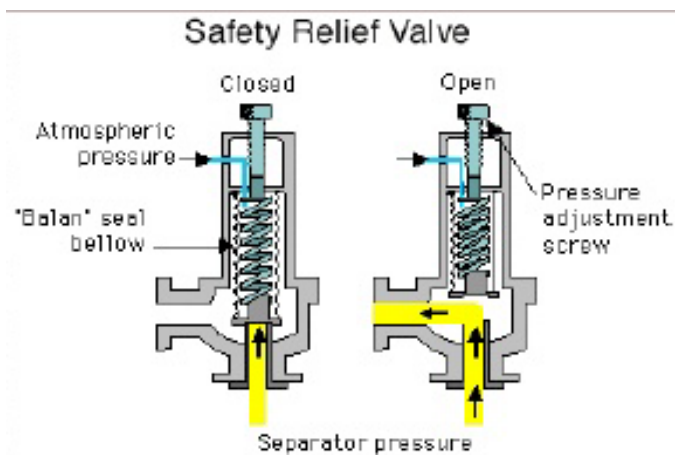


Figura 9 Válvula de venteo

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.7.3 VÁLVULA CHECK

Está ubicada aguas abajo de la válvula de venteo. Esta solo permite el flujo en un sentido, y en este caso evita que el separador tenga lugar a contrapresiones que podrían presentarse en la línea de salida de gas.

2.7.4 DISCO DE RUPTURA

La principal desventaja de la configuración mostrada en el diagrama de dispositivos de seguridad es que si por cualquier razón la línea de gas que va al quemador se bloquea, la válvula de alivio no será capaz de descargar la sobre presión. Por esta razón, y para prevenir cualquier otra falla en el funcionamiento de esta válvula, el separador se equipa con un dispositivo de seguridad adicional llamado disco de ruptura. El disco de ruptura opera por un principio diferente al de la válvula de alivio. Se compone de un diafragma metálico fino y convexo diseñado para romperse a una presión muy específica. Cuando se rompe el diafragma se rasga completamente, dejando un gran orificio a través del cual el gas y el líquido pueden escapar. El disco

debe ser reemplazado cuando se rompe, pero la válvula de alivio puede abrirse y cerrarse repetidamente.

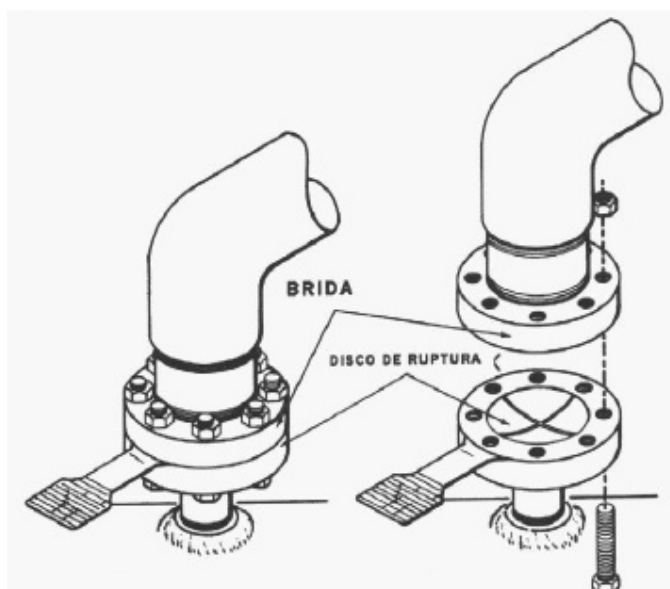


Figura 10: Disco de Ruptura

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.7.5 SISTEMAS DE ALARMAS

Los separadores están provistos del siguiente sistema de alarmas.

LSH (Level Switch High) interruptor por alto nivel.

LSL (Level Switch Low) Interruptor por bajo nivel.

PSH (Pressure Switch High) interruptor por alta presión.

PSV (Pressure Safety Valve) válvula de seguridad por sobrepresión.

La activación de algunos de los tres “switch” descritos anteriormente provocan cierre del separador (válvula cierre ESDV—emergency shut down valve -), alarma sonora y visualización del problema en el respectivo panel.

En algunos casos especiales por lógica del proceso, la activación de una alarma en un separador puede ocasionar el cierre de otro equipo.

LSH (Interruptor por alto nivel)

Se presenta cuando el nivel de crudo activa el flotador interno de la vasija, el cual viene a ser empujado por éste hacia arriba. Se da esta condición de seguridad con el fin de evitar un atascamiento de la vasija, que ocasionaría salida de crudo por la tubería, y en caso de que el campo cuente con sistema de gas lift, llenaría rápidamente de líquido el scrubber de succión de compresores, generando parada de todos ellos debido al alto nivel de líquido en este depurador.

PSH (Interruptor por alta presión)

Se presenta esta condición, cuando la presión del equipo supera la tensión ejercida por el resorte de ajuste de calibración del instrumento, esta seguridad previene el disparo de la válvula de seguridad garantizando presiones de operación aptas bajo las condiciones de diseño del equipo.

LSL (Interruptor por bajo nivel)

Se presenta cuando el nivel de crudo se ubica por debajo de flotador de bajo nivel, permitiendo la acción de la fuerza de gravedad sobre éste instrumento; en la mayoría de los casos, se presenta por escaso volumen de crudo manejado por el separador, períodos de tiempo prolongado sin recibir carga (pozos con flujo intermitente) unido a un deficiente sello de la LCV; esta

situación, ocasiona la salida de gas por el orificio de la válvula hacia el equipo ubicado aguas abajo (generalmente un tratador térmico).

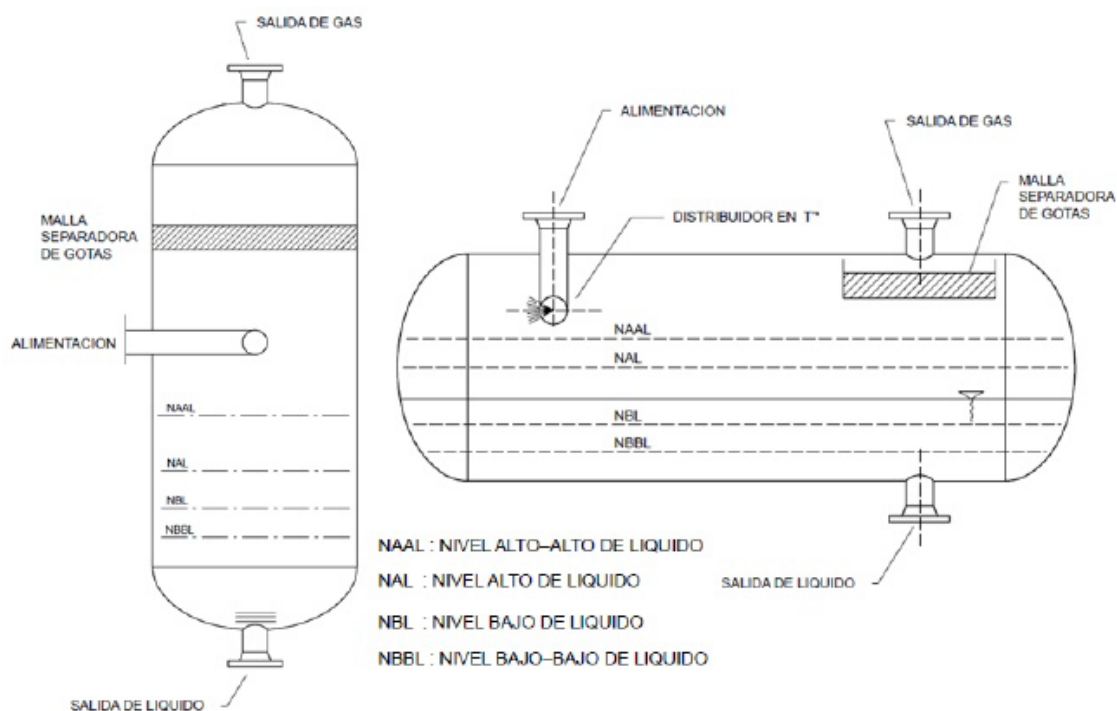


Figura 11: Esquema de control de niveles de líquido
 Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.7.6 INSTRUMENTOS DE CONTROL

Control de presión

El método más común de controlar la presión es con un controlador de presión que usa una válvula de control para reaccionar automáticamente a cualquier variación en la presión del separador. Cuando la presión cae, el controlador cierra la válvula y cuando la presión aumenta, el controlador abre la válvula. Una vez que la presión de operación del separador se ha seteado manualmente a la presión del controlador de presión, la presión en la vasija es mantenida cerca del valor seleccionado.

Control de Nivel de Aceite

El nivel de líquido –gas dentro del separador debe ser mantenido constante para mantener unas condiciones estables de separación. Una variación en este nivel cambia el volumen de gas y líquido en el separador, lo cual a su vez afecta la velocidad y el tiempo de retención de los dos fluidos. El punto de seteo inicial para el nivel líquido-gas depende de la relación Gas-aceite del fluido del pozo.

- Si el GOR es alto, debe reservarse más volumen en el separador para el gas, así como un bajo nivel de aceite..
- Si el GOR es bajo, se necesita reservar más volumen para el aceite, y a la vez se necesita un alto nivel de aceite.

Para cubrir diferentes GOR, a partir del controlador de nivel de aceite, dicho nivel puede ajustarse entre dos valores: +/- 6 in de la línea central del separador. Como una guía, el nivel inicialmente se fija a la línea central y luego se hacen ajustes basados en el GOR.

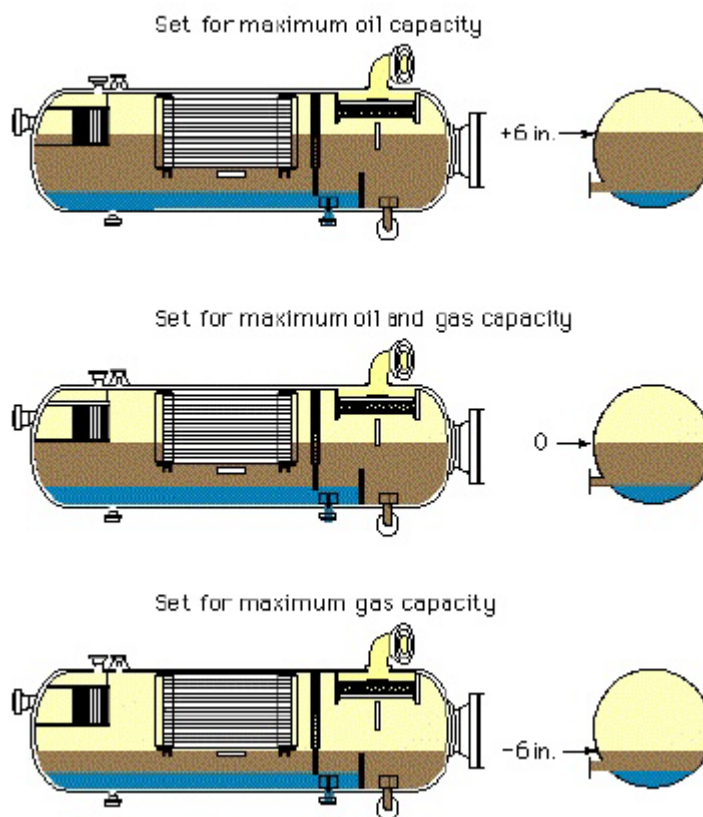


Figura 12: Controlador de nivel de líquido

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

Por cuestiones de seguridad, las válvulas de control en la salida de aceite están normalmente abiertas. Si por alguna razón el suministro de aire a presión a esas válvulas se detiene, este problema podría detectarse lo suficientemente rápido para prevenir que el crudo regresara al separador. El ascenso de aceite en el separador puede hacer que el crudo salga por la línea de gas donde eventualmente alcanzaría la tea y se quemaría al ambiente. Así mismo, si las válvulas de control en las salidas de aceite estuvieran abiertas, el crudo podría almacenarse en el tanque, causando problemas similares.

El actual nivel de crudo montado en un separador es algo más complejo. En contraste con el modelo simple, el control de nivel de crudo actual permite que el nivel de crudo deseado pueda ajustarse y utiliza un control de banda proporcional que ajusta los cierres y aperturas de la válvula, asegurando leves regulaciones del nivel de crudo dentro del separador.

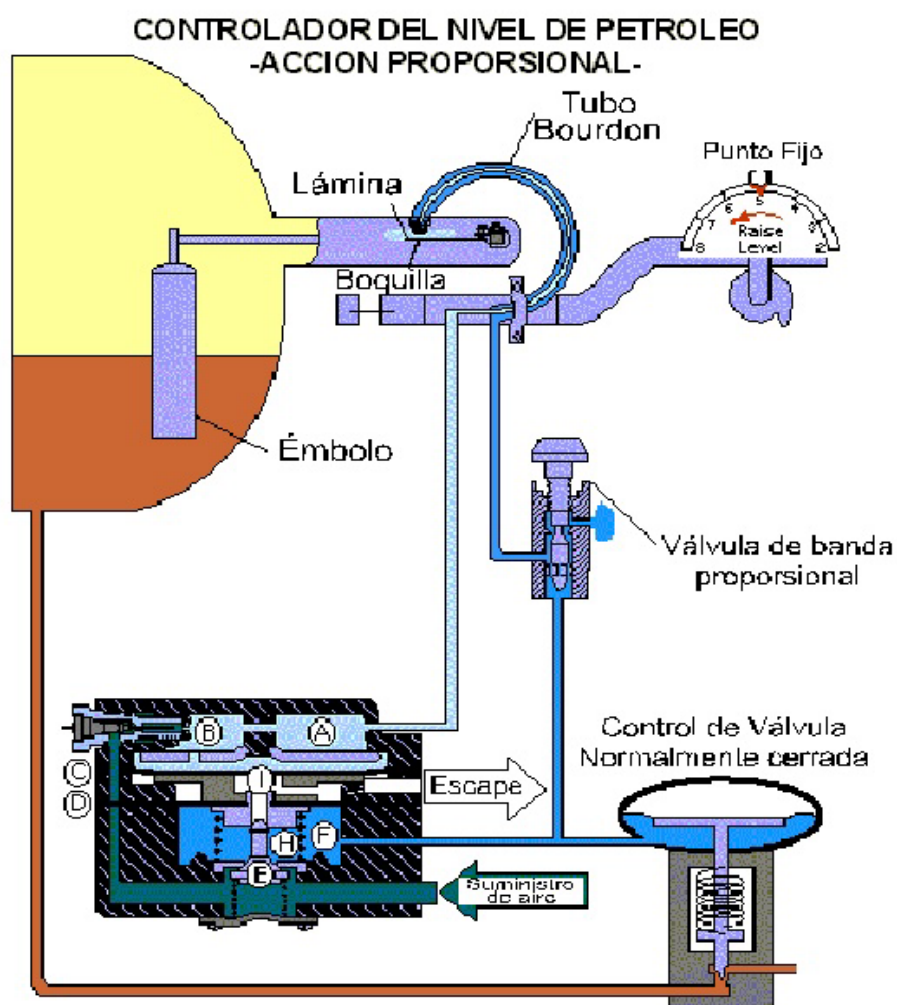


Figura 13: Controlador del nivel de petróleo
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

Válvula de Banda Proporcional:

Como se muestra en la figura 2.12 la presión del transmisor en la cámara F fluye a la válvula automática de control y también fluye a la válvula de tres vías de la banda proporcional. El orificio de esta válvula es ajustable de manera tal que la cantidad de presión de aire de respaldo en el tubo Bourdon, pueda ser ajustado como se desee.

La figura 2.13 representa un control de desplazamiento tipo, que no flota sobre la superficie del líquido, pero que está sumergido en el líquido mismo y es desplazado hacia arriba o hacia abajo a medida que el nivel del líquido cambia. Como se muestra en el diagrama, para controlar el nivel de líquido, éste debe estar entre los puntos A y B. Si el nivel de líquido está por debajo de A o por encima de B, el controlador no estará en la capacidad de controlar el nivel de líquido.

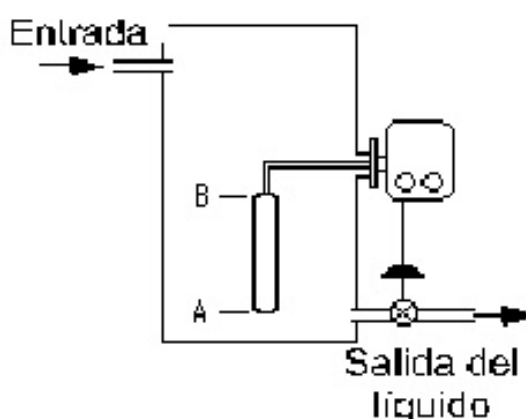


Figura 14: Tipo de desplazamiento controlador
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

El ajuste de la banda proporcional se expresa como un porcentaje, basado en la longitud del flotador, como se describe en el siguiente ejemplo: Si la banda proporcional se ajusta a 100%, el nivel de líquido tendrá que moverse de A a

B o de B a A completamente con un golpe de la válvula. En contraste, si la banda proporcional se ajusta en 25%, el nivel de líquido tendrá que moverse el 25% de la distancia entre A y B para un solo golpe de la válvula.

De otra manera, esta relación se expresa con base en la longitud que cambia el nivel con un golpe completo de la válvula. Por ejemplo, si el nivel cambia en 8 pulgadas por causa de un golpe completo de la válvula de control automático y el flotador es de 16 pulgadas de longitud, la banda proporcional está ajustada en un 50%.

Control de agua:

El nivel de la interfase entre el agua y el aceite en el separador debe mantenerse constante para prevenir que el agua pase sobre el plato y fluya al compartimiento de aceite. Esto se logra con un flotador conectado a un controlador de nivel de agua que opera una válvula ubicada en la salida.

Factores que influyen en la separación:

La presión de la operación del separador depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas natural.

Un cambio en la presión de la separación produce un cambio en la densidad del líquido y gas, en la velocidad permisible y en el volumen real del flujo. El efecto neto de un aumento de presión es un aumento en la capacidad del gas del separador, expresada en pies cúbicos estándar (SCF).

La temperatura afecta la capacidad del separador a medida que afecta los volúmenes reales de flujo y las densidades del gas y del líquido. El efecto neto de un aumento de la temperatura de separación produce una disminución de la capacidad del separador.

La eficiencia de separación depende las densidades del gas y del líquido. Un separador que opera a temperatura, presión y composición de flujo constante, tiene una capacidad de gas proporcional a la raíz cuadrada de la diferencia de densidades de líquido y gas dividido por la densidad de gas.

Las capacidades volumétricas de los separadores suponen separación por gravedad de gotas mayores de doscientas micras en la sección de separación secundaria, gotas más pequeñas se remueven en el extractor de niebla.

La máxima velocidad del gas para la separación de las partículas líquidas de ciertos diámetros se basa en las propiedades físicas del líquido y el gas. Una partícula que cae por acción de la gravedad se acelera hasta que la fricción o roce sobre la partícula, debido a choques con el gas, iguala al peso de la partícula. Cuando estas dos fuerzas son iguales la partícula caerá a velocidad constante llamada velocidad de asentamiento. Cuando las partículas que caen son pequeñas, ellas alcanzan rápidamente su velocidad de asentamiento y estas velocidades se usan para determinar el tiempo necesario para que una partícula que cae recorra una distancia dada.

2.8 SEPARADORES HORIZONTALES

En estos separadores el fluido entra y choca con el desviador de entrada causando un movimiento brusco en el momento y una separación inicial de

líquido, que se dirige hacia el fondo y el vapor hacia la cima. El líquido separado cae por gravedad a la sección de acumulación de líquido. Esta sección de almacenamiento de líquido permite dar el tiempo de retención requerido para facilitar la salida del gas en solución y su desplazamiento al espacio de vapor. Placas horizontales separan la sección acumuladora de líquido y la sección de separación de gas para asegurar la remoción rápida del gas disuelto; se instalan también rompe-remolinos para evitar que el gas ya separado se mezcle de nuevo con el líquido. Este sale del separador a través de la válvula de vaciar líquido, la cual es regulada por el controlador de nivel, que al notar cambios en el nivel de líquido envía una señal a la válvula para cerrar o abrir la salida de líquido.

El vapor fluye sobre el desviador de la entrada y pasa a un mecanismo rectificador en la sección de asentamiento gravitatorio encima del líquido, donde se le quita la turbulencia. A medida que el vapor fluye a través de esta sección de separación secundaria y caen a la interfase líquido-gas.

Entonces antes de que el gas salga del separador pasa a través de la sección extractora de niebla donde se produce la separación de algunas gotas que por ser tan pequeñas (mayores de 10 micras) no pudieron removerse fácilmente en la sección gravitatoria. En la salida del gas un controlador abre o cierra la válvula de control de presión para mantener la presión deseada en el separador.

Estos separadores normalmente se operan con la mitad de su volumen lleno de líquido para maximizar el área de la interfase gas-líquido.

Las ventajas de un separador horizontal de un cilindro son las siguientes:

- Más bajo costo inicial.
- Más fácil de aislar para operaciones en clima frío.
- El líquido permanece más caliente disminuyendo la congelación y deposición de parafinas.

2.8.1 SEPARADORES HORIZONTALES TRIFÁSICOS

En un separador de tres fases, el desviador de entrada contiene un tubo de contra corriente (down comer) que dirige el flujo del líquido por debajo de la interfase gas- aceite hasta la vecindad de la interfase aceite- agua. La sección de recolección de líquido en el separador da suficiente tiempo de retención de manera que el aceite y la emulsión formen una capa o colchón de aceite en la parte intermedia. El agua libre se va al fondo.

El vertedero mantiene el nivel de aceite y el controlador de nivel mantiene el nivel del agua. El aceite pasa rápidamente sobre el vertedero. El nivel del aceite después del vertedero es regulado por un controlador de nivel el cual opera la válvula de vaciado.

Un controlador de nivel mantiene estable la altura de la interfase aceite- agua. El controlador acciona la válvula de vaciar el agua, permitiendo la salida de cierta cantidad de agua de manera que la interfase aceite- agua se mantenga a la altura diseñada.

El gas fluye horizontalmente en el separador y pasa a través del extractor de niebla a una válvula de control de presión, la cual mantiene constante la presión en el separador.

El nivel de la interfase gas- aceite puede variar desde la mitad del diámetro hasta un 75% del diámetro dependiendo de la importancia que tenga la separación de gas y líquido. La configuración más común es la mitad llena y este es el que usaremos para propósitos de nuestro diseño.

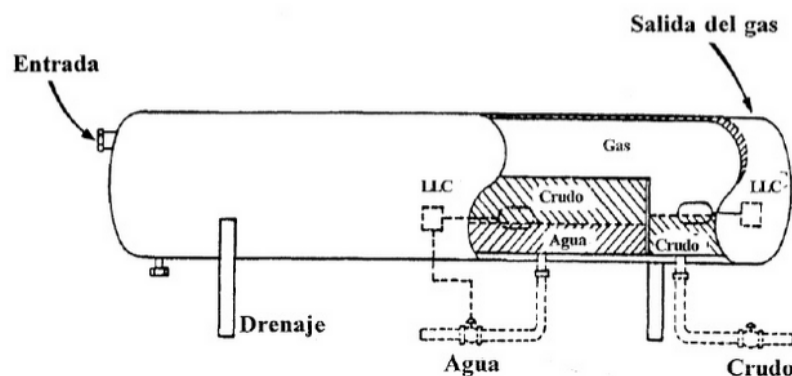


Figura 15: Ingreso y salida de los componentes del crudo.

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

La configuración alternativa es el diseño de dos vertederos y un cubo, eliminando así la necesidad de un controlador para interfase de líquidos. Tanto el aceite como el agua fluyen sobre vertederos y además el control de nivel se cambia por una simple boya (flotador). El aceite fluye sobre un vertedero y se almacena en un cubo, donde su nivel se regula por un controlador de nivel operado por la válvula de vaciado. El agua fluye por debajo del cubo de aceite y sale por el vertedero de agua. El nivel de flujo de este vertedero es regulado por el controlador de nivel operado por la válvula de vaciar agua.

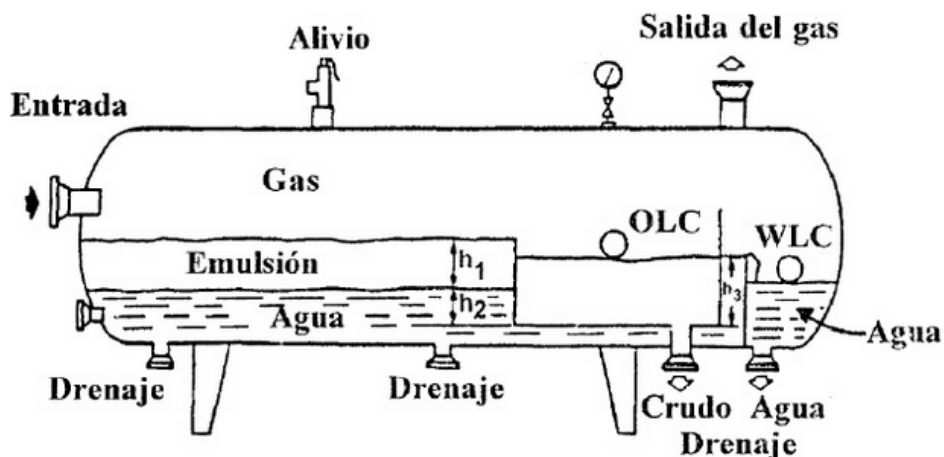


Figura 16: Configuración de ingreso y salida de crudo, agua y gas
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

La altura del vertedero de aceite controla el nivel del líquido en el separador. La diferencia entre la altura de los vertederos de aceite y el agua controla el tamaño del colchón de aceite debido a las diferencias de gravedad específica. Es muy importante en el diseño del separador que la altura del vertedero de agua este lo suficientemente más baja que la altura del vertedero de aceite de manera que el tamaño del colchón de aceite dé un tiempo suficiente de retención de aceite. Si el vertedero de agua está demasiado bajo y la diferencia en gravedad específica no es tan grande como la esperada el colchón de aceite puede crecer y ser llevado a la salida del agua. Normalmente, tanto el vertedero de agua como el de aceite son ajustables de manera que se pueda acomodar cuando ocurra un cambio en la gravedad específica del aceite o del agua o en la tasa de flujo. El control de interfase tiene la ventaja de ser fácilmente ajustado por medios manuales para cambios inesperados en la gravedad específica del aceite o del agua o a cambios de la tasa de flujo. Sin embargo en aplicaciones con crudo pesado o cuando se anticipan grandes cantidades de emulsión o parafina, puede haber dificultad

en controlar la interfase. En tal caso se recomiendan controladores de vertedero y cubos.

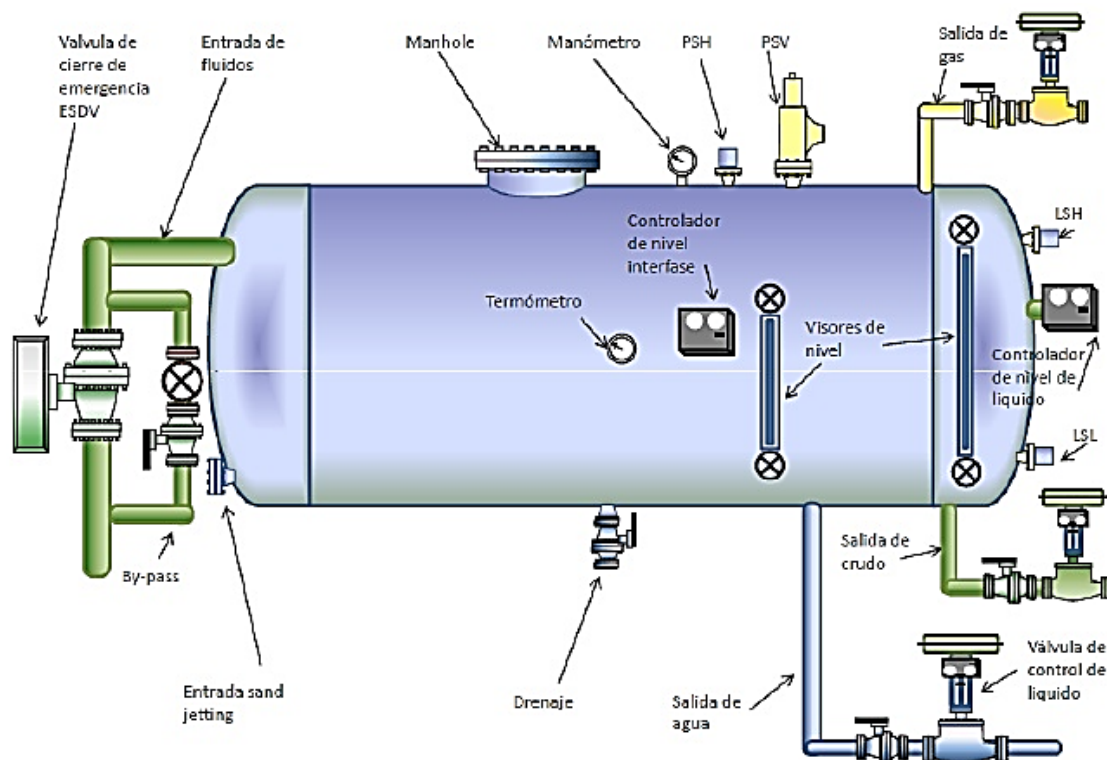


Figura 17: Partes externas de un separador horizontal trifásico
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

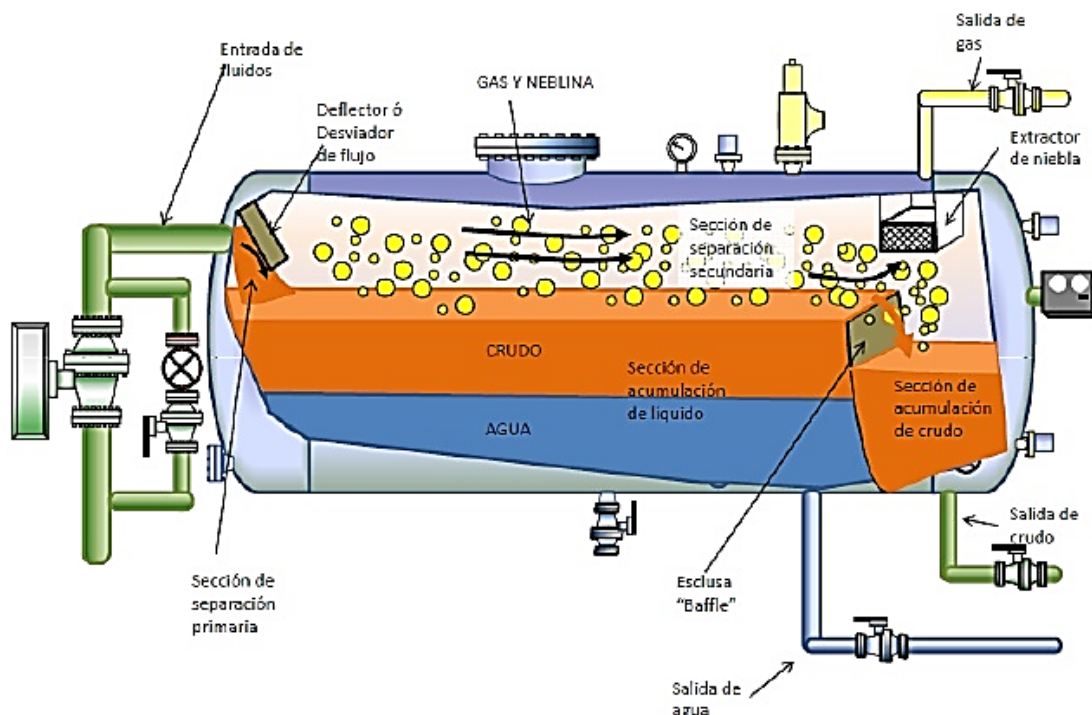


Figura 18: Partes internas y secciones de un separador horizontal trifásico
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.9 SEPARADORES VERTICALES

La entrada del fluido al separador está situada a un lado. Como el separador horizontal el desviador de entrada da una gran separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección del líquido del gas separador y sale de éste. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en dirección contraria al flujo del líquido inmigran a la sección de vapor. El controlador de nivel y la válvula de vaciar líquido operan de la misma manera que en el separador horizontal.

El gas fluye por el desviador de entrada hacia la salida del gas. En la sección gravitatoria las gotas de líquido caen en dirección contraria al flujo de gas. El gas pasa a través de la sección de extracción de niebla antes de salir del separador. Presión y nivel se mantienen como en el separador horizontal.

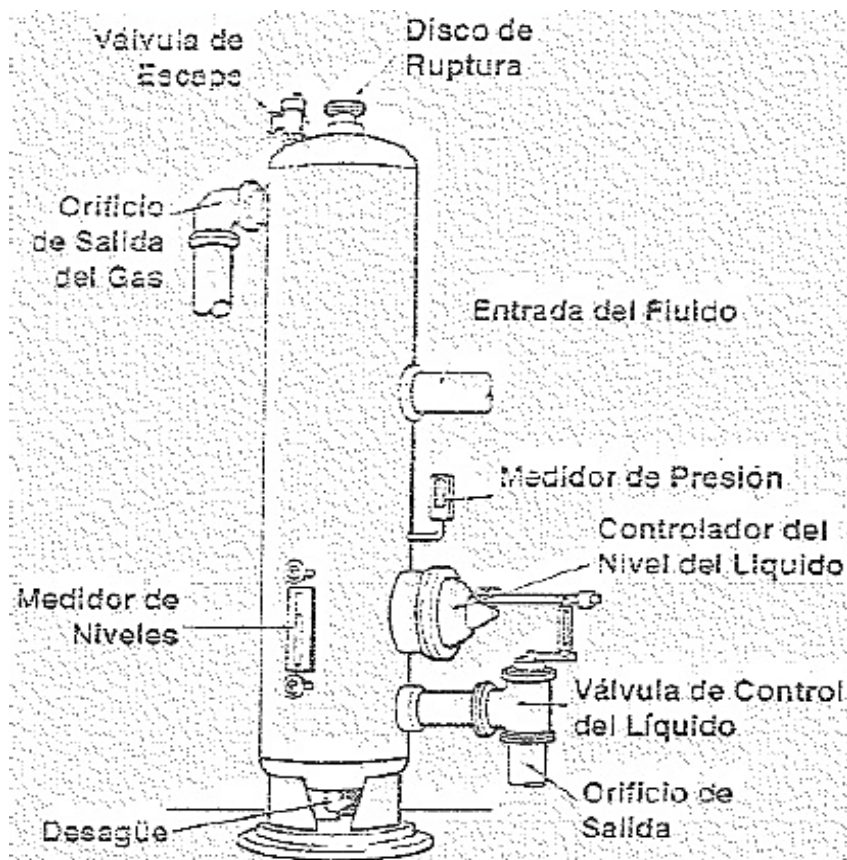


Figura 19: Configuración externa de un separador vertical

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.9.1 SEPARADORES VERTICALES TRIFÁSICOS

Los separadores verticales de tres fases son similares a los de dos fases. La diferencia se encuentra en la sección de acumulación del fluido. En estos separadores, la parte superior de la sección de acumulación sirve para coleccionar el crudo y la parte inferior el agua. Ambas partes tienen sus propios controladores de niveles, además de sus válvulas de control. La corriente del líquido proveniente de los pozos entra por la parte superior. La dirección y velocidad del flujo son cambiadas por los deflectores. Al subir el gas y los vapores del fluido, los laminarizadores y el extractor de vapor atrapan las

gotas contenidas en los vapores. El gas sale del separador por la parte superior.

El crudo y el agua caen a la sección de acumulación donde tanto el agua como el crudo son separados por gravedad. En vista de que el tiempo de asentamiento es mayor que en la separación del gas, el crudo debe permanecer en ésta sección por un mayor periodo de tiempo que en los separadores de dos fases. Esto requiere que la sección de acumulación sea más grande.

El crudo sale del tanque por la válvula que controla el nivel del mismo en la sección de acumulación. El agua sale del separador por otra válvula de control diferente. Tanto el crudo como el agua salen por válvulas diferentes.

El control de nivel de los líquidos es importante en los separadores de tres fases. El límite común tanto para el agua como del crudo debe estar dentro de los parámetros para que la válvula del crudo no descargue agua en lugar de crudo. Por otro lado, un controlador o válvula deficiente podría hacer que tanto el agua como el crudo sean depositados en el agua con residuos.

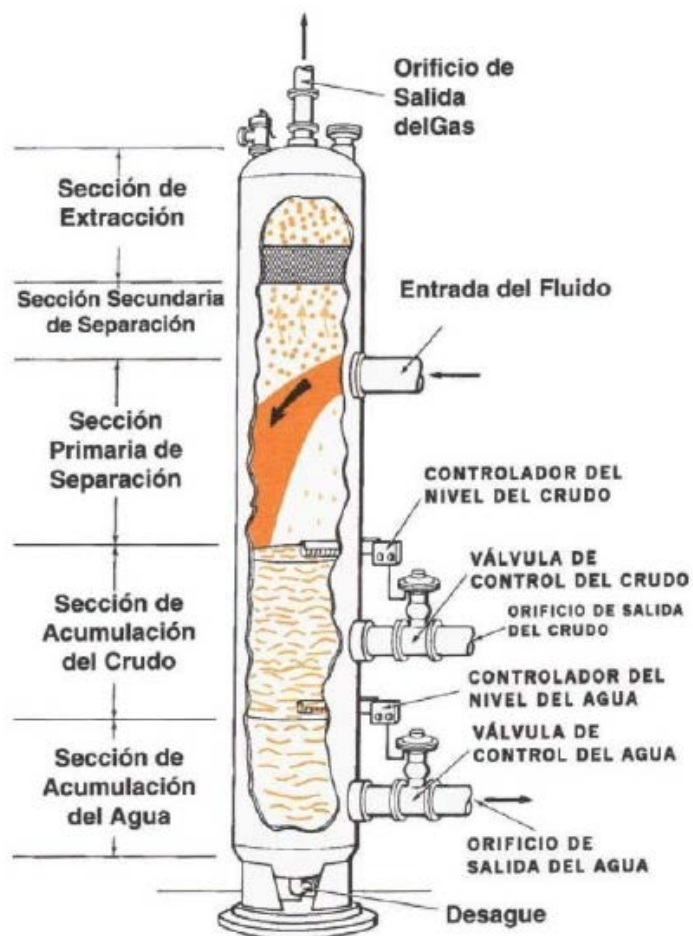


Figura 20: Seccionamiento de un separador vertical trifásico
Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

Los métodos de control de nivel que a menudo se usan en separadores verticales. El primero es estrictamente de control de nivel. Se usa un flotador común y corriente (boya) para controlar la interfase gas-aceite en la cual regula la válvula de control de salida de agua. Como se usan pantallas o vertederos internos, este sistema es fácil de fabricar y puede manejar más eficientemente la producción de arena y sólidos.

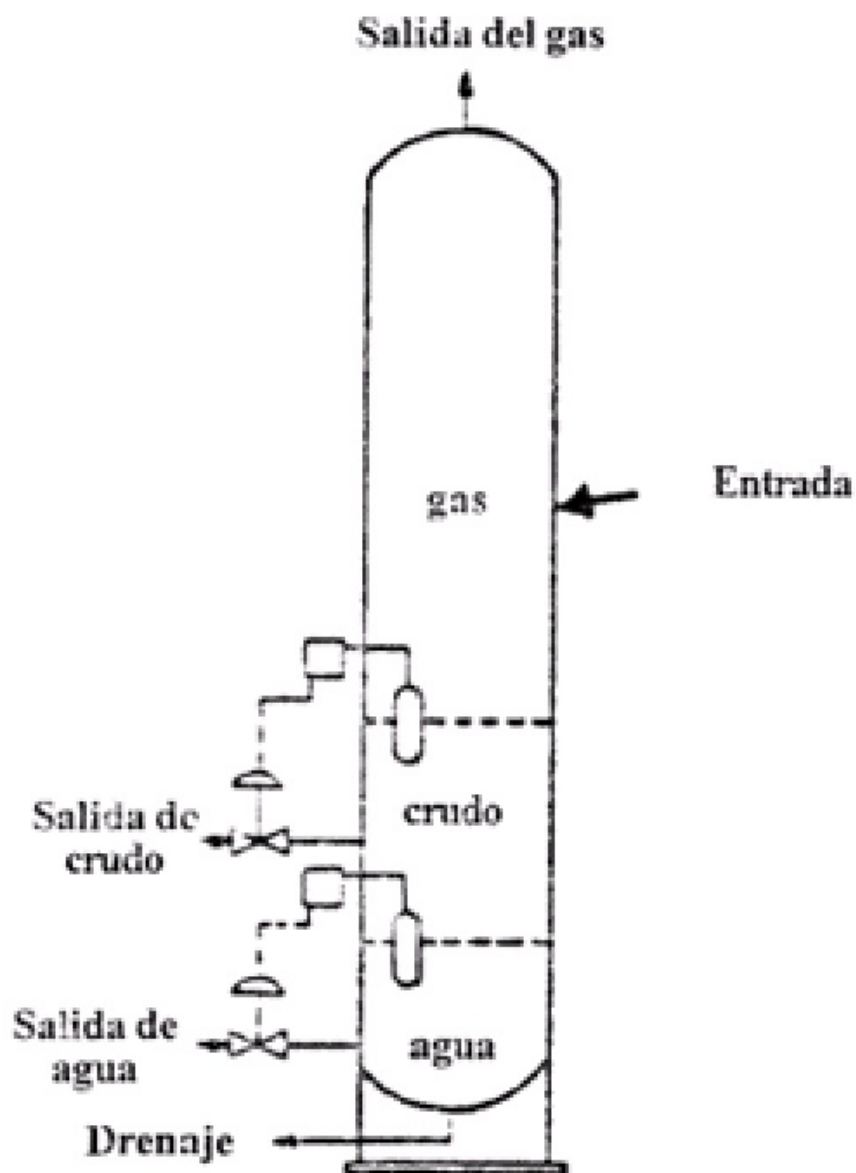


Figura 21: Método de separación

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

El segundo método mostrado usa un vertedero para mantener el nivel de la interfase gas- aceite en una posición constante. Esto da como resultado una mejor separación de aceite- agua ya que todo el aceite debe subir a la altura del vertedero de aceite antes de abandonar el separador. La desventaja está en que la caja de aceite aumenta el volumen del separador y los costos de

fabricación. Sedimentos y sólidos pueden recolectarse en la caja de aceite pero se hace difícil su drenaje.

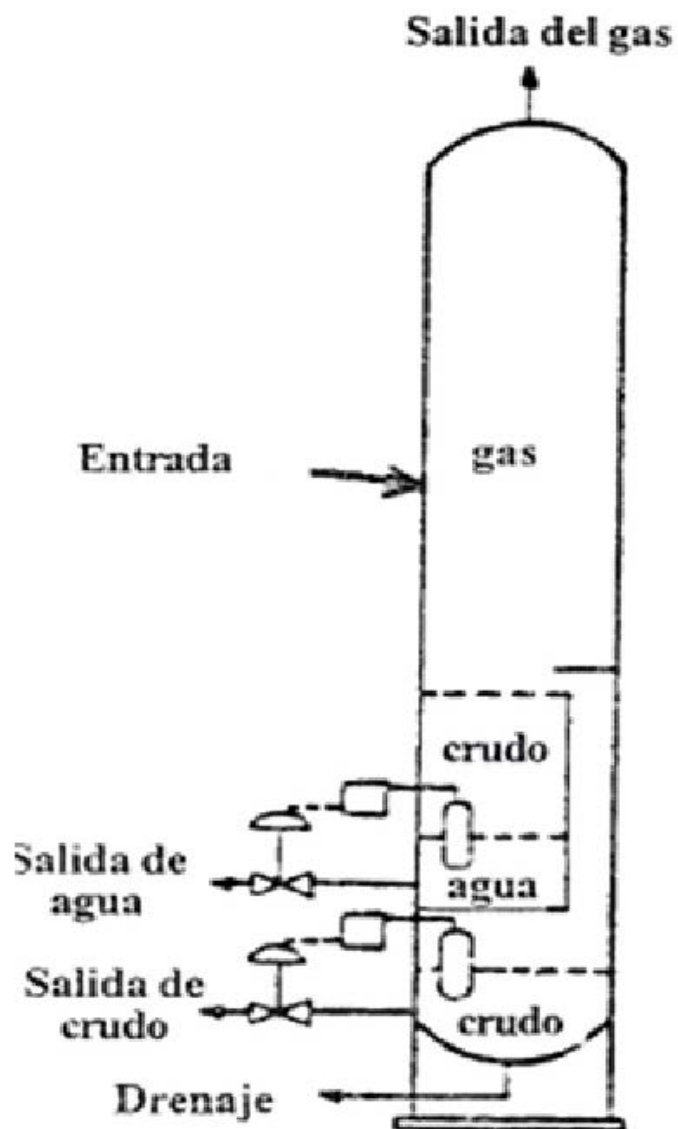


Figura 22: Método de separación

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

El tercer método usa dos vertederos, eliminando la necesidad de un flotador en la interfase de líquidos. El nivel de la interfase líquida es controlado por la altura del vertedero de agua externa relativa al vertedero de aceite o a la altura de la salida. Este tiene un diseño similar al el cubo y vertedero del separador

horizontal. La ventaja de este sistema es que elimina el control de nivel de la interfase. La desventaja es que requiere una tubería externa adicional y mayor espacio.

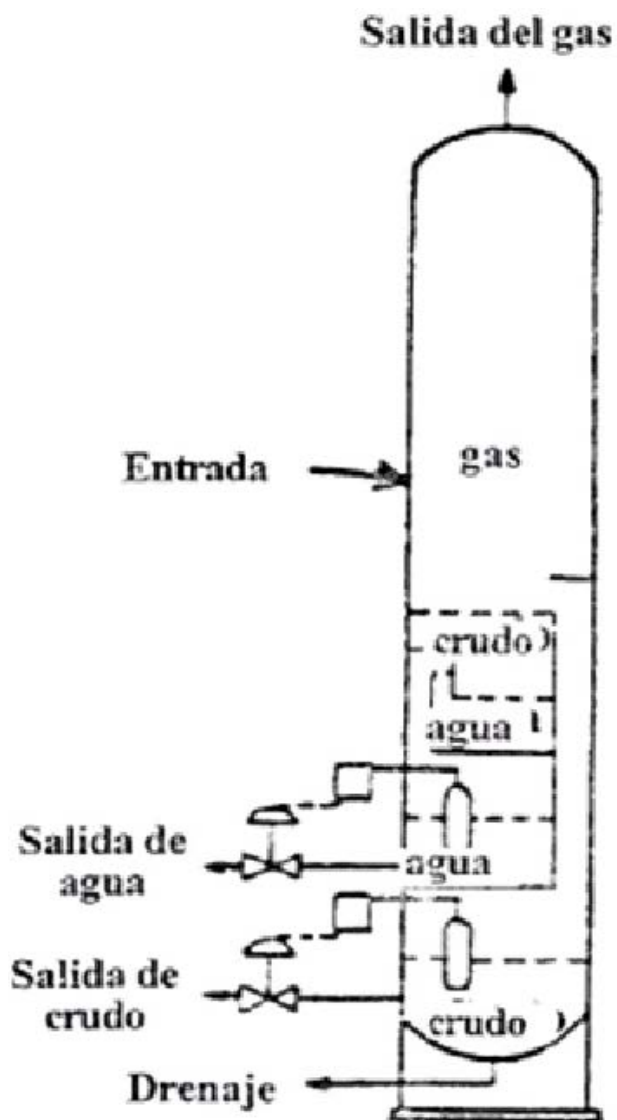


Figura 23: Método de separación

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

Como en la separación de dos fases, es también verdadero para la separación de tres fases que la geometría de flujo de un separador horizontal es más favorable desde el punto de vista de procesos. Sin embargo puede haber

procesos que por ciertas razones nos lleven a la selección de un separador vertical para una aplicación específica.

TIEMPO DE RETENCIÓN

El líquido puede mantenerse en el separador por cierto tiempo para que el gas y el líquido alcancen el equilibrio a la presión de trabajo.

Tipo de Líquido	T de retención
Mayores de 35°API	2 min.
25 <API< 35	3 – 5 min.
15 <API < 25	4 – 6 min.
Espuma Pequeña	4 – 6 min.
Espuma Moderada	6 – 8 min.
Espuma Severa	10 min.

Figura 24: Grados API y tiempos de retención

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Son específicos de acuerdo con el diseño del equipo y obedece a las condiciones bajo las cuales va a operar la vasija. Todo equipo posee una placa soldada al cuerpo del mismo donde se especifican las características de operación.

Determina:

- Máxima presión de trabajo disponible

Generalmente relaciona la presión de diseño con la temperatura máxima de operación (magnitudes inversamente proporcionales).

- Mínima temperatura de diseño

Relaciona la temperatura mínima del metal con la presión de diseño.

- Temperatura de diseño

Relaciona la temperatura máxima de operación para trabajar bajo las condiciones de presión de diseño.

- Radiografía

Determina el código de estudio de la radiografía empleada en el control de calidad del equipo.

- Capacidad

Determina el volumen total de líquido que puede almacenar la vasija.

- Fluido contenido

Determina los fluidos para los cuales fue diseñado.

- Peso total vacío

Determina el peso del equipo y es importante al momento de transportar la vasija.

- Peso total en operación

Determina el peso total del equipo cuando se encuentra en operación y es importante para hacer el análisis del tipo de resistencia que debe tener la base o placa de concreto que lo soporta.

- Reglas y códigos

Menciona las reglas y códigos estándares de construcción internacional bajo las cuales fue construido el equipo.

- Servicio

Determina el uso que va a prestar en el módulo de producción y para el cual fue adquirido, generalmente es la notación interna de la vasija en campo.

- Ítem

Es el código bajo el cual se conoce el equipo contablemente.

- Certificado por

Es la certificación emanada de un instituto reconocido a nivel internacional que recibe la empresa o taller constructor del equipo.

- Presión de diseño

Es la presión a la cual debe trabajar la vasija y/o inferior a ella.

- Presión de prueba

Es un valor superior a la presión de operación y es un margen de calidad del fabricante respecto a los materiales, empalmes, soldaduras y juntas empleadas en su construcción.

- Temperatura

Generalmente se relaciona con la presión y es inversamente proporcional a ésta. En la mayoría de los casos, la presión de diseño está relacionada con una temperatura de 32°F.

- Espesor del material

Es un valor dado generalmente en pulgadas y/o fracciones de ella. Los valores de espesor del material suelen ser mayores a los puntos donde se presume una acción más agresiva de los agentes corrosivos (comúnmente las partes superior e inferior de las vasijas presurizadas son de mayor espesor).

- Corrosión disponible

Es un valor dado generalmente en fracciones de pulgada y hace referencia al valor de corrosión máxima permitida en la vasija, que permite aún una operación segura bajo condiciones de presión de operación o diseño.

- Año de construcción

Como su nombre lo indica, es el año en el cual fue construido el equipo

- Construido por

Indica el nombre del fabricante

- Diseñado por

Generalmente determina la empresa cliente.

- Campo de operación

Indica el campo o batería para el cual fue diseñado.

- Número del serial de manufactura

Es la ficha técnica donde aparecen todas las características de construcción del equipo, pudiéndose remitir a ella en cualquier momento de la vida operativa de la vasija, contactando al fabricante.

2.10 PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

Son actividades que se realizan con el recipiente de manera eventual o rutinaria para efectos de mantenimiento o garantizar un funcionamiento adecuado y las cuales se deben realizar siguiendo procedimientos sencillos pero rigurosos con el fin de garantizar seguridad para el personal que la realiza y para la estación.

2.11 ARRANCADA (PUESTA EN OPERACIÓN)

Los pasos que se deben seguir para poner en funcionamiento un separador los cuales se pueden resumir así:

1. Cerrar la válvula de salida del líquido
2. Verificar la presión de operación del separador y así como la presión de apertura de la válvula de seguridad.
3. El control de bajo nivel debe desactivarse, antes de iniciar el arranque del equipo.
4. El controlador de presión, se debe colocar al 75% de la presión normal de trabajo.
5. Abrir muy lentamente la válvula de entrada al separador para que la corriente del fluido vaya entrando al separador.
6. Verificar constantemente el valor de la presión del separador así como el nivel del líquido.
7. Cuando el nivel del líquido haya sobrepasado el nivel de control del separador, es necesario activar el control de bajo nivel, y abrir las válvulas cerradas paso 1.
8. Verificar que la presión del separador haya alcanzado su punto de operación para proceder a activar en un 100% el controlador de presión.
9. Ajustar los demás controles de nivel y presión hasta que la operación del separador se haya normalizado.
10. Finalizar de abrir la válvula de entrada de la corriente al separador.
11. Mantener seguimiento de las variables del proceso durante el tiempo que sea necesario, hasta su total estabilización.

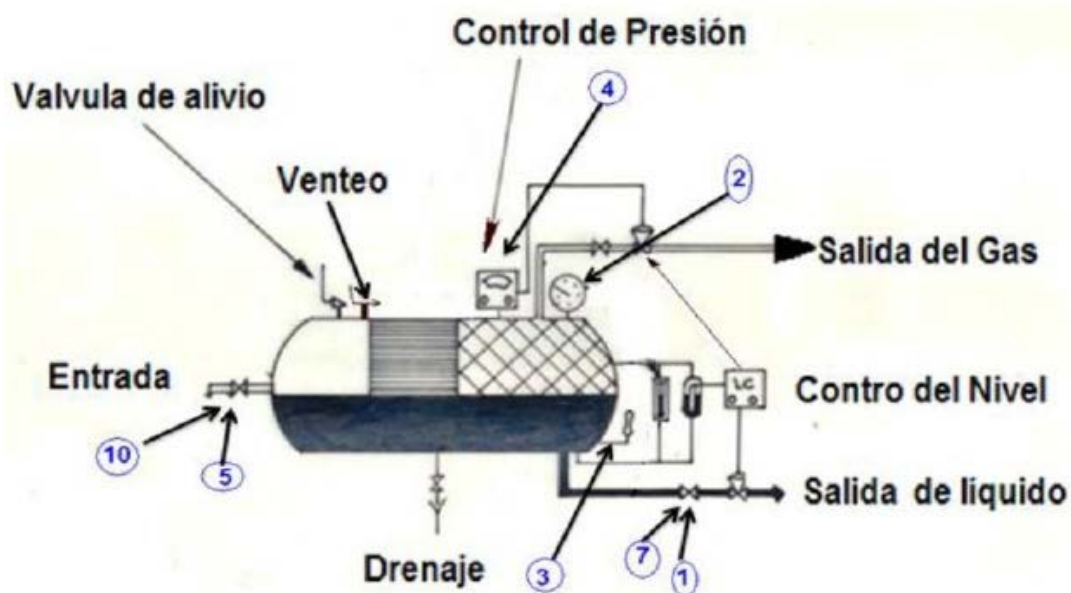


Figura 25: Esquema para puesta en marcha

Fuente: Técnicos en producción de petróleo y Gas SENA

2.12 OPERACIONES DE RUTINA

Son observaciones y chequeos que se deben hacer diariamente buscando posibles fallas en el funcionamiento del separador:

1. Verificar correctamente los instrumentos de medida para hacer las mediciones apropiadas.
2. Asegurarse que las válvulas de control abran y cierren completa y parcialmente sin obstrucción alguna; esto se consigue haciéndolas abrir y cerrar intencionalmente.
3. Limpiar los visores (los visores son vidrios a través de los cuales se observa, por ejemplo, la interface gas-petróleo), manómetros, registradores de temperatura, etc. Verificar correctamente los instrumentos de medida para hacer las mediciones apropiadas.

4. Verificar que el elemento extractor de humedad no esté taponando; esto se hace registrando presiones antes y después del elemento.

2.13 PUESTA FUERA DE OPERACIÓN

Los pasos que se deben seguir para poner un separador fuera de operación, por ejemplo para hacerle mantenimiento:

1. Bloquear la entrada al separador.
2. Si no se va a drenar cerrar la línea de salida.
3. Si va a drenar abra el desvío (bypass), si lo hay, o desactive el control de nivel de líquido.
4. Si va a despresurizar el recipiente, cierre la válvula de control de salida de gas.
5. Abra la válvula de venteo para despresurizar.

CAPÍTULO 3

DIMENSIONAMIENTO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL Y VERTICAL.

3.1 ALCANCE

El dimensionamiento de un separador está dado por dos partes: en primera instancia, el dimensionamiento hidráulico (API-12J) que permite determinar la longitud y diámetro del recipiente del separador, y, la segunda, es el dimensionamiento estructural según la norma ASME Sección VIII, división 1, para establecer los espesores del cuerpo y la tapas en base a la presión y temperatura de operación, confiabilidad de la soldadura, características del material, corrosión permisible y la geometría determinada en el dimensionamiento hidráulico.

3.2 DIMENSIONAMIENTO HIDRÁULICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL.

De acuerdo a un análisis de laboratorio hecho al crudo de un determinado pozo del oriente ecuatoriano partimos de las siguientes condiciones:

Tabla 1*Datos de un pozo de producción*

Q_w	5000 BPPD
Q_o	5000 BWPD
Q_g	2.4 MMSCFD
$P_{operación}$	44.7 psia
$P_{diseño}$	75 psia
$T_{operación}$	150°F
$T_{operación}$	610 R
°API	27.5
$(S.G.)_w$	1,02
$(tr)_o$	8 min
$(tr)_w$	8 min
$\mu(cp)$	7.05
Z	0.84
C_D	4.5
d_m	500 micrones
$d_{m(gas)}$	100 micrones

Realizado por: Jairo Chávez

Calculamos la Gravedad específica del crudo que trabajaremos en el separador:

$$°API = \frac{141.5}{(S.G.)_o} - 131.5^1$$

$$27.5 = \frac{141.5}{(S.G.)_o} - 131.5$$

$$(S.G.)_o = \frac{141.5}{27.5 + 131.5}$$

$$(S.G.)_o = 0.89$$

Una vez determinado el valor de la Gravedad específica del crudo, podemos saber el valor de la variación de la gravedad específica, utilizando el del agua.

¹ Fuente: Surface Production Operations Volume 1

(*) todas las ecuaciones del capítulo III son extraídas de esta Fuente (Surface Production, basado en la norma API 12J), así como también del libro Pressure Vessel Handbook K, Megyesy, basado en la norma ASME sección VIII división 1.

$$\Delta(S.G.) = (S.G.)_W - (S.G.)_O$$

$$\Delta(S.G.) = 1.02 - 0.89$$

$$\Delta(S.G.) = 0.13$$

Calculamos el espesor máximo de la almohadilla de crudo que se encuentra en el separador:

$$(ho)_{max} = 1.28 \times 10^{-3} \frac{(tr)_O (\Delta S.G.) d_m^2}{\mu}$$

$$(ho)_{max} = 1.28 \times 10^{-3} \frac{(8)(0.13)(500)^2}{7.05}$$

$$(ho)_{max} = 47.21 \text{ pulg. } [1199,13\text{mm}]$$

Determinamos el valor de la relación A_w/A :

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w * (tr)_w}{(tr)_O * Q_O + (tr)_w * Q_w}$$

$$Q \text{ en } \frac{ft^3}{s}, tr \text{ en segundos}$$

$$5000 \frac{\text{barriles}}{\text{día}} * \frac{5.61 ft^3}{1 \text{ barril}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 h}{3600 s} = 0.325 \frac{ft^3}{s}$$

$$8 \text{ min} * \frac{60 s}{1 \text{ min}} = 480 s$$

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{0.325 * 480}{480 * 0.325 + 480 * 0.325} = \frac{78}{312} = 0.25$$

Con este valor, entramos a la curva para determinar el valor de β y así poder calcular el diámetro máximo (d_{max}) del separador.

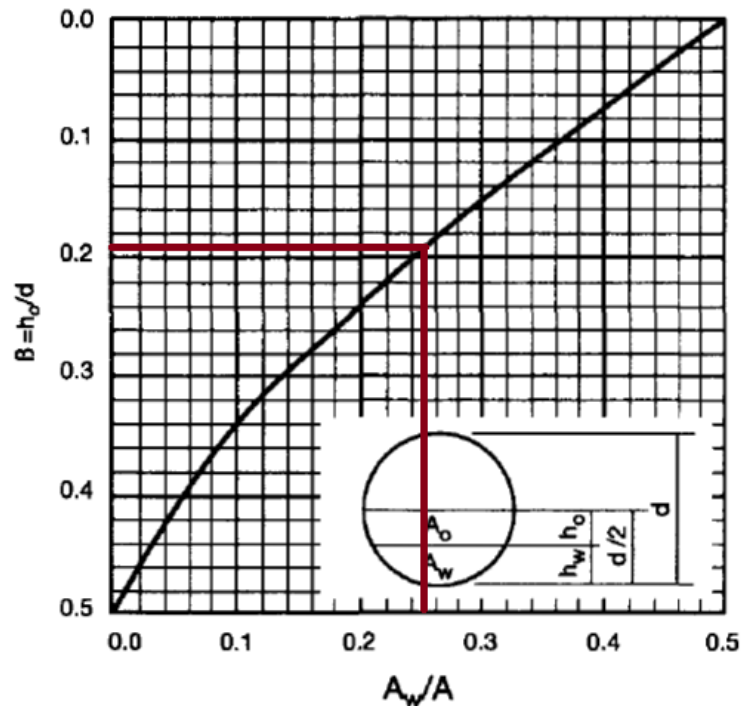


Figura 26: Coeficiente “ β ” para un cilindro mitad lleno de líquido.

Fuente: Surface Production Operations Volume 1

$$\beta = 0,19$$

Con este valor de β calculamos el valor del diámetro máximo del separador.

$$B = \frac{h_{omax}}{d_{max}}$$

$$0.19 = \frac{47.21}{d_{max}}$$

$$d_{max} = 248.47 \text{ pulg. [6311,14mm]}$$

Para satisfacer el límite de capacidad del gas se emplea la siguiente expresión, reemplazando d_m por 100 micrones, lo más común si no hay datos.

$$L * D = 420 \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

D : diámetro interno del recipiente, pulg.

L : Longitud del recipiente donde se produce la separación efectiva, ft

T : Temperatura de operación, R.

Q_g : Caudal del gas, MMSCFD.

P : Presión de operación, psia.

Z : Compresibilidad del gas

C_D : Coeficiente de arrastre.

d_m : Gota de líquido a ser separada, micron.

ρ_g : densidad del gas, lb/ft³.

ρ_l : densidad del líquido, lb/ft³

Determinamos la densidad del gas:

$$\rho_g = 2.70 * \frac{S * P}{T * Z}$$

$$\rho_g = 2.70 * \frac{0.6 * 44.7}{610 * 0.84}$$

$$\rho_g = 0.141 \text{ lb/ft}^3$$

Densidad del líquido:

$$\rho_l = 62.4 * S.G.$$

$$\rho_l = 62.4 * \left(\frac{141.5}{\text{°API} + 131.5} \right)$$

$$\rho_l = 62.4 * \left(\frac{141.5}{27.5 + 131.5} \right)$$

$$\rho_l = 55.53 \text{ lb/ft}^3$$

Una vez determinado estos valores de las densidades, seguimos con el cálculo de la restricción de capacidad de gas para el separador.

$$L * d = 420 \left[\frac{610 * 0.84 * 2.4}{44.7} \right] \left[\left(\frac{0.141}{55.53 - 0.141} \right) * \frac{4.5}{100} \right]^{1/2}$$

$$L * d = 123.67 \equiv \text{Ecuación 1}$$

Para satisfacer la restricción de límite de capacidad del líquido se utiliza la siguiente expresión:

$$d^2 * L = 1.42 [Q_w * (tr)_w + Q_o * (tr)_o]$$

$$d^2 * L = 1.42 [5000 * 8 + 5000 * 8]$$

$$d^2 * L = 113600 \equiv \text{Ecuación 2}$$

Comparando Ecuación 1 y Ecuación 2 se puede observar que el líquido gobierna la capacidad del tanque ya que E_2 es mayor a E_1 , por lo tanto, la expresión para determinar L_{SS} será:

$$L_{SS} = \frac{4L}{3}$$

Generándose la siguiente tabla de valores donde se asumen los datos de diámetro.

**Horizontal Three-Phase Separator Capacity
Diameter vs. Length for Liquid Retention Time Constraint
(t_r)_o = (t_r)_w = 10 minutes**

d in.	L _{eff} ft	L _{ss} ft	(12) L _{ss} /d
60	31.6	42.1	8.4
72	21.9	29.2	4.9
84	16.1	21.5	3.1
96	12.3	16.4	2.1
108	9.7	13.0	1.4

Figura 27: Tabla de diámetros y longitudes de un separador trifásico horizontal

Fuente: Surface Production Operations Volumen 1

Debido a que la relación de esbeltez más común es entre 3 y 5, dos valores de diámetro y longitud de la figura 3.2 cumplen con esta relación, siendo los adecuados para la construcción del separador. Normalmente, los separadores con diámetro más pequeño y longitud más larga son menos costosos que un separador de diámetro más grande y longitud más pequeña. Por lo tanto, se selecciona un separador con diámetro 84 pulgadas, longitud efectiva de 16.1 ft y longitud de costura de 21.5 ft.

3.3 DIMENSIONAMIENTO HIDRÁULICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO VERTICAL.

Similar al procedimiento anterior partimos de los siguientes datos determinados en laboratorio:

Tabla 2

Datos de un pozo de producción

Q_w	5000 BPPD
Q_o	5000 BPPD
Q_g	2.4 MMSCFD
$P_{operación}$	44.7 psia
$P_{diseño}$	75 psia
$T_{operación}$	150°F
$T_{operación}$	610 R
$°API$	27.5
$(S.G.)_w$	1,02
$(tr)_o$	10 min
$(tr)_w$	10 min
$\mu(cp)$	7.05
Z	0.84
C_D	4.5
d_m	500 micrones
$d_{m(gas)}$	100 micrones

Realizado por: Jairo Chávez

Calculamos la Gravedad específica del crudo que trabajaremos en el separador:

$$°API = \frac{141.5}{(S.G.)_o} - 131.5$$

$$27.5 = \frac{141.5}{(S.G.)_o} - 131.5$$

$$(S.G.)_o = \frac{141.5}{27.5 + 131.5}$$

$$(S.G.)_o = 0.89$$

Una vez determinado el valor de la Gravedad específica del crudo, podemos saber el valor de la variación de la gravedad específica, utilizando el del agua.

$$\Delta(S.G.) = (S.G.)_w - (S.G.)_o$$

$$\Delta(S.G.) = 1.02 - 0.89$$

$$\Delta(S.G.) = 0.13$$

Determinamos el mínimo diámetro requerido, usando el tamaño para gotas de agua que caen a través de la capa de aceite. Usamos un tamaño de gota de 500 micrones sino hay otra información disponible.

$$d^2 = 6690 * \frac{Q_o * \mu}{(\Delta S.G.) * d_m^2}$$

Donde:

Q_o en BPD, μ en cp, d_m en micrones

$$d^2 = 6690 * \frac{5000 * 7.05}{(0.13) * (500)^2}$$

$$d = 85.18 \text{ pulg.} \equiv \text{Diámetro 1} \equiv [2163,6\text{mm}]$$

A continuación calculamos el diámetro mínimo requerido, usando el tamaño para las gotas de aceite a caer a través del gas. Usar un tamaño de gota de 100 micrones sino hay otra información disponible.

$$d^2 = 5040 \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

d : diámetro mínimo del separador.

T : Temperatura de operación, R.

Q_g : Caudal del gas, MMSCFD.

P : Presión de operación, psia.

Z : Compresibilidad del gas

C_D : Coeficiente de arrastre.

d_m : Gota de líquido a ser separada, micron.

ρ_g : densidad del gas, lb/ft³.

ρ_l : densidad del líquido, lb/ft³

$$d^2 = 5040 \left[\frac{610 * 0.84 * 2.4}{44.7} \right] \left[\left(\frac{0.141}{55.53 - 0.141} \right) * \frac{4.5}{100} \right]^{1/2}$$

$$d = 38.52 \text{ pulg.} \equiv \text{Diámetro 2} \equiv [978,41\text{mm}]$$

Una vez determinado los dos diámetros, Diámetro 1 y Diámetro 2 se escoge el mayor de entre los dos, en este caso Diámetro 1 (85.18 pulg).

A continuación se calcula la restricción de retención de líquido, para un tiempo de 10 min:

$$h_o + h_w = \frac{[(tr)_o Q_o + (tr)_w Q_w]}{0,12d^2}$$

Donde:

h_o : Altura de la almohadilla de aceite, in

h_w : Altura de la toma de agua a la interfaz, in

$(tr)_o$: tiempo de retención del aceite, min.

$(tr)_w$: tiempo de retención del agua, min.

$$h_o + h_w = \frac{[10 * 5000 + 10 * 5000]}{0,12d^2}$$

$$h_o + h_w = \frac{100000}{0,12d^2}$$

Escogemos combinaciones de d y $h_o + h_w$ mayores a d_{min} (85.18in)

**Vertical Three-Phase Separator Capacity
Diameter vs. Length for Retention Time Constraint
(t_r)_o = (t_r)_w = 10 minutes**

d in.	$h_o + h_w$ in.	L_{ss} ft	(12) L_{ss}/d
84	94.5	18.2	2.6
90	82.3	17.7	2.4
96	72.3	17.4	2.2
102	64.1	17.2	2.0

Figura 28: Tabla de diámetros y longitudes de Separador Vertical

Fuente: Surface Production Operations Volumen 1

Las medidas del separador vertical son

$$d = 90 \text{ in}(2286\text{mm}); h_o + h_w = 82.3\text{in}(2090,42\text{mm});$$

$$L_{ss} = 17.7 \text{ ft}(449,58\text{mm}); (12)L_{ss}/d = 2.4$$

3.4 DIMENSIONAMIENTO MECÁNICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO HORIZONTAL.

Para el diseño mecánico, partimos de los siguientes parámetros:

El material recomendado por la ASME a utilizarse en este proyecto será el acero SA 516-70. El diseño de las tapas serán semielípticas y el separador tendrá un factor de seguridad de 4.

Esfuerzo permisible máximo $S = 15700$ psi.

Eficiencia de la junta soldada $E = 0.85$

Corrosión permisible C.A. = 0.125 pulg.

A continuación los datos de operación del separador:

Tabla 3

Datos de operación.

$P_{operación}$	44.7 psia
$P_{diseño}$	75 psia
$T_{operación}$	150°F
$T_{operación}$	610 R
°API	27.5
$D_{interior}$	84 pulg.
L	16.1 ft ~16 ft
L_{ss}	21.5 ft ~22 ft

Realizado por: Jairo Chávez

3.4.1 Esfuerzo Longitudinal (costura circunferencial)

De acuerdo a las condiciones de $t < R/2$ ó $P < 1.25SE$, se calcula el espesor con la siguiente ecuación:

$$t_a = \frac{P * R}{2S * E + 0.4P}$$

$$t_a = \frac{75 * 42}{2 * 15700 * 0.85 + 0.4 * 75}$$

$$t_a = 0.11 \text{ pulg}$$

$$t_1 = t_a + C.A.$$

$$t_1 = 0.11 + 0.125$$

$$t_1 = 0.235 \text{ pulg [5,969mm]}$$

Presión:

$$P = \frac{2S * E * t_1}{R - 0.4t_1}$$

$$P = \frac{2 * 15700 * 0.85 * 0.235}{42 - 0.4 * 0.235}$$

$$P = 149 \text{ psi}$$

3.4.2 Esfuerzo Radial (costura longitudinal)

En términos del radio interior $t < R/2$ ó $P < 0.385SE$, se calcula el espesor con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{P * R}{S * E - 0.6P}$$

Donde:

t : Espesor de pared, pulg

P : Presión de diseño o presión máxima de trabajo, lb/pulg²

R : radio interior, pulg

S : Valor del esfuerzo permisible del material.

E : Eficiencia de la junta.

$$t = \frac{75 * 42}{15700 * 0.85 - 0.6 * 75}$$

$$t = 0.24 \text{ pulg. [6,096mm]}$$

A este espesor se le suma la C.A. y obtenemos:

$$t_1 = t + CA$$

$$t_1 = 0.24 + 0.125$$

$$t_1 = 0.365 \text{ pulg. [9,271mm]}$$

Presión:

$$P = \frac{S * E * t_1}{R + 0.6t_1}$$

$$P = \frac{15700 * 0.85 * 0.365}{42 + 0.6 * 0.365}$$

$$P = 115.37 \text{ psi}$$

3.4.3 Espesor de las tapas Semi-elípticas

Calculamos el espesor necesario para las tapas con la siguiente ecuación:

$$t_c = \frac{P * D}{2S * E - 0.2P}$$

$$t_c = \frac{75 * 84}{2 * 15700 * 0.85 - 0.2 * 75}$$

$$t_c = 0.24 \text{ pulg. [6,096mm]}$$

Sumamos la C.A.:

$$t_1 = t_c + C.A.$$

$$t_1 = 0.24 + 0.125$$

$$t_1 = 0.42 \text{ pulg} [10,67\text{mm}]$$

$$P = \frac{2S * E * t_1}{R + 0.2t_1}$$

$$P = \frac{2 * 15700 * 0.85 * 0.42}{42 + 0.2 * 0.42}$$

$$P = 266.37 \text{ psi}$$

Para asegurar que el cuerpo y las tapas del separador resistirán las cargas existentes, utilizamos el mayor espesor calculado:

$$t = 0.42 \text{ pulg} [10,67\text{mm}]$$

3.4.4 Peso del Recipiente

Para determinar el peso del recipiente, utilizamos el Anexo 1², los pasos a seguir son:

- En primera instancia ubicamos el espesor del recipiente en las tablas, en este caso 7/16".
- De acuerdo al dimensionamiento hidráulico, el diámetro interior es 84", con este dato nos ubicamos en la columna respectiva D.I.
- Las unidades que se obtiene son libras por pie lineal, a continuación multiplicamos por la longitud del tanque en pies.

$$D_{int}: 84 \text{ pulg} [2133,6\text{mm}]$$

² Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy.

$$t: 7/16 \text{ pulg}$$

Por lo tanto:

$$W = 394 \text{ lb/ft}$$

$$W_{\text{cuerpo}} = W * L_{SS}$$

$$W_{\text{cuerpo}} = 394 * 22$$

$$W_{\text{cuerpo}} = 8668 \text{ lb} = 3940 \text{ kg}$$

3.4.5 Peso de las cabezas

Para determinar el peso de las cabezas realizamos los pasos detallados anteriormente, ubicándonos en la columna de cabezas semielípticas.

$$D_{\text{int}}: 84 \text{ pulg} [2133,6\text{mm}]$$

$$t: 7/16 \text{ pulg}$$

Por lo tanto:

$$W = 1136 \text{ lb} = 516.36 \text{ kg}$$

3.4.6 Peso total del Recipiente

El peso total del recipiente se obtiene sumando el peso del cuerpo y el peso de las cabezas, adicionalmente un 6% al peso total, para cubrir los excedentes de peso con que se surte el material y el peso de las soldaduras.

$$W_{\text{total}} = (2 * W_{\text{cabeza}} + W_{\text{cuerpo}}) * 1.06$$

$$W_{\text{total}} = (2 * 516.36 + 3940) * 1.06$$

$$W_{\text{total}} = 5271.1 \text{ kg}$$

3.4.7 Peso del contenido

Para determinar el peso del contenido debemos calcular el volumen del recipiente como si estuviese lleno de agua, tal como recomienda la norma, para este cálculo utilizaremos la tabla del Anexo 2.³

$$D = 84 \text{ pulg}$$

Por lo tanto

$$V = 38.5 \text{ ft}^3 / \text{ft}_{longitud}$$

$$V_{cuerpo} = 38.5 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}_{long}} * 22 \text{ ft}$$

$$V_{cuerpo} = 847 \text{ ft}^3$$

Volumen de las cabezas

$$D = 84 \text{ pulg}$$

Por lo tanto

$$V = 44.9 \text{ ft}^3$$

$$V_{cabezas} = 44.9 \text{ ft}^3 * 2$$

$$V_{cabezas} = 89.8 \text{ ft}^3$$

Volumen del recipiente

$$V_{recipiente} = V_{cuerpo} + V_{cabezas}$$

$$V_{recipiente} = 847 \text{ ft}^3 + 89.8 \text{ ft}^3$$

$$V_{recipiente} = 936.8 \text{ ft}^3 = 26.53 \text{ m}^3$$

³ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy.

Peso del contenido.

$$m_{agua} = \rho * V_{recipiente}$$

$$m_{agua} = 1000 \frac{Kg}{m^3} * 26.53m^3$$

$$m_{agua} = 26530 Kg = 58487.65 lb$$

$$W_{contenido} = 58487.65 lb$$

3.4.8 Cálculo del diseño de las silletas

A continuación los parámetros a tomar en cuenta para el diseño de las silletas:

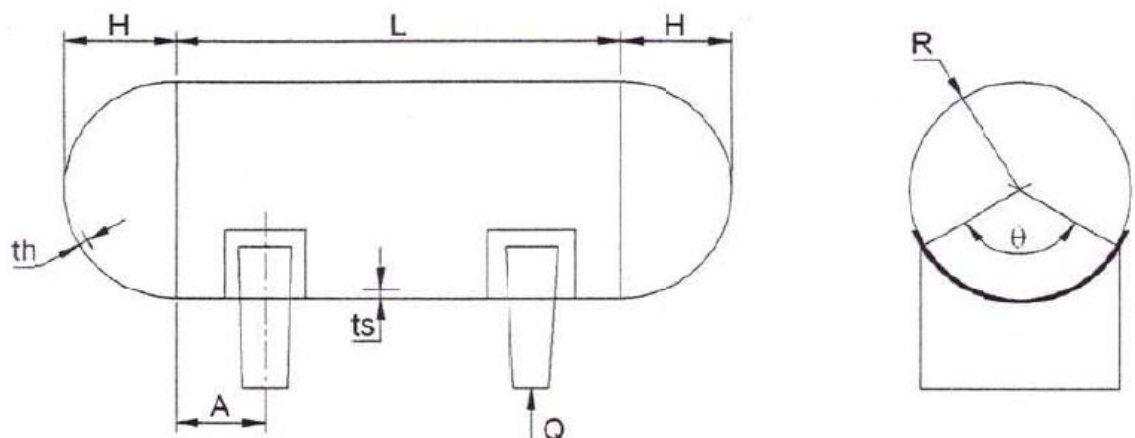


Figura 29: Parámetros que se deben considerar para el cálculo de diseño de las silletas

Fuente: Proyecto de titulación, Estandarización del diseño de recipientes a presión estacionarios para la industria petrolera, Jaime Guaita Defaz, Hernán Zambonino Gonzáles.

$$L_{ss} = 22 ft$$

$$H = 13.938 pulg^4$$

⁴ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy (Ver Anexo 3).

$$R_0 = 42 \text{ pulg [1066,8mm]}$$

$$t_s(\text{espesor del cuerpo}) = 0.42 \text{ pulg [10,668mm]}$$

$$t_1(\text{espesor de las cabezas}) = 0.42 \text{ pulg [10,668mm]}$$

$$\theta = 120^\circ$$

$$S = 15700 \text{ psi}$$

$$E = 0.85$$

Reacciones de las silletas sobre el recipiente.

$$Q = \frac{W_{\text{recipiente}} + W_{\text{contenido}}}{2}$$

$$Q = \frac{11596.42 + 58487.65}{2}$$

$$Q = 35042.04 \text{ lb}$$

3.5 ANÁLISIS DE RESISTENCIA DEL RECIPIENTE

Los recipientes soportados por silletas están sujetos a tres tipos de esfuerzos:

- Esfuerzo cortante tangencial
- Esfuerzo flexionante longitudinal
- Esfuerzo circunferencial

3.5.1 Esfuerzo cortante tangencial

Partiendo de la distancia de la línea de tangencia de la cabeza al centro de la silleta $A=45$ pulgadas, tomamos en cuenta la condición de la norma $A>R/2$ y la particularidad de no utilizar anillos atiesadores por lo que K_2 es la constante

que necesitamos de la tabla del Anexo 4⁵, calculamos el esfuerzo con la siguiente ecuación:

$$S_2 = \frac{K_2 * Q}{R * t_s} \left(\frac{L - 2A}{L + \frac{4}{3}H} \right)$$

$$S_2 = \frac{1.171 * 35042.04}{42 * 0.42} \left(\frac{264 - 2 * 45}{(264) + \frac{4}{3}(13.938)} \right)$$

$$S_2 = 1432.35 \text{ psi}$$

S_2 no debe ser mayor de 0.8 veces el esfuerzo permisible del material del recipiente, entonces:

$$S_2 \leq 0.8 * S_{admissible}$$

$$1432.35 \text{ psi} \leq 0.8 * 15700 \text{ psi}$$

$$1432.35 \text{ psi} \leq 12560 \text{ psi}$$

Se concluye que el separador resistirá el esfuerzo cortante tangencial y no se debe utilizar placas de refuerzo.

3.5.2 Esfuerzo flexionante de la silleta

La norma recomienda calcular la relación $t_s / R \geq 0.005$ para determinar si el esfuerzo de compresión es factor de importancia o no, en este caso en particular la relación es $t_s / R = 0.01$, por lo tanto se usa el valor de K_1 de la tabla de Anexo 4, que se utiliza para el cálculo de esfuerzo de tensión S_1 , con un ángulo de contacto de las silletas correspondiente a 120° .

⁵ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy

RELACION A/R

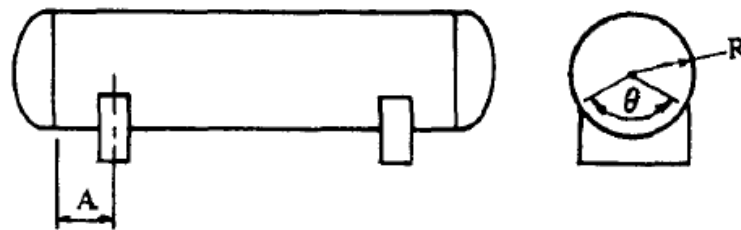


Figura 30: Relación A/R para recipientes horizontales

Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy

En el diseño la distancia desde la línea de tangencia hacia el centro de la silleta corresponde a la variable $A=45$ pulg.

Esfuerzo sobre la silleta

$$S_{1A} = \frac{Q * A \left[1 - \frac{1 - \frac{A}{L_{SS}} + \frac{R^2 - H^2}{2A * L_{SS}}}{1 + \frac{4H}{3L_{SS}}} \right]}{K_1 * R^2 * t_s}$$

$$S_{1A} = \frac{31879.38 * 45 \left[1 - \frac{1 - \frac{45}{264} + \frac{42^2 - 13.938^2}{2 * 45 * 264}}{1 + \frac{4 * (13.938)}{3 * (264)}} \right]}{0.335 * 42^2 * 0.42}$$

$$S_{1A} = 1072.023 \text{ psi}$$

Esfuerzo en la mitad del recipiente

$$S_{1B} = \frac{\frac{Q * L}{4} \left[\frac{1 - 2 \frac{R^2 - H^2}{L^2}}{1 + \frac{4H}{3L}} - \frac{4A}{L} \right]}{\pi * R^2 * t_s}$$

$$S_{1B} = \frac{\frac{31879.38 * 264}{4} \left[\frac{1 - 2 \frac{(42)^2 - (13.938)^2}{(264)^2}}{1 + \frac{4(13.938)}{3 * 264}} - \frac{4 * 45}{264} \right]}{\pi * 42^2 * 0.42}$$

$$S_{1B} = 190.14 \text{ psi}$$

Análisis de Resistencia

Este análisis posibilita determinar si el recipiente soportara la carga flexionante, mediante una comparación entre un esfuerzo real y el esfuerzo real admisible.

Esfuerzo debido a la presión interna:

$$S = \frac{P * R}{2 * t_s}$$

$$S = \frac{75 * 42}{2 * 0.42}$$

$$S = 3750 \text{ psi}$$

Se determina el esfuerzo mayor entre el esfuerzo sobre las silletas S_{1A} y el esfuerzo en la mitad del recipiente S_{1B} , donde:

$$S + S_{1A} \leq E * S_{admissible}$$

$$3750 + 1072.023 \leq 0.85 * 15700$$

$$4822.023 \text{ psi} \leq 13345 \text{ psi}$$

Por lo tanto, no es requerido anillos atiesadores ya que el recipiente si resiste esfuerzos flexionantes.

3.5.3 Esfuerzo circunferencial

Se debe tomar en cuenta si el recipiente esta atiesado, a continuación el análisis:

Esfuerzo en el cuerpo de la silleta

Para este tipo de esfuerzo se cumple la siguiente condición $L < 8R$, además de mencionar que el recipiente no necesita de anillos atiesadores, entonces:

$$(22 * 12) < 8 * (42)$$

$$264 < 336$$

Por lo que:

$$S_4 = -\frac{Q}{4t_s(b + 1.56\sqrt{R * t_s})} - \frac{12K_6 * Q * R}{L * t_s^2}$$

K_6 : Coeficiente para esfuerzo en silleta⁶

$$S_4 = -\frac{31879.38}{4 * 0.42(8 + 1.56\sqrt{42 * 0.42})} - \frac{12 * 0.053 * 31879.38 * 42}{264 * (0.42)^2}$$

$$S_4 = -16981.79 \text{ psi}$$

La norma señala que S_4 no debe ser mayor de 1.50 veces el valor de esfuerzo a la tensión permisible del material del casco.

$$S_4 \text{ psi} < 1.5 * S_{admissible} \text{ psi}$$

$$16981.79 \text{ psi} < 1.5 * 15700 \text{ psi}$$

$$16981.79 \text{ psi} < 23550 \text{ psi}$$

Se concluye que el recipiente si resistirá el esfuerzo circunferencial.

⁶ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy (Ver Anexo 4).

3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PRINCIPALES BOQUILLAS

Cálculo del refuerzo del registro de inspección (Manhole)

Son aberturas diseñadas con la finalidad de realizar inspecciones o limpieza del recipiente, para esto hay que tomar en cuenta consideraciones que se detalla en la norma ASME sección VIII, división 1, y son:

- En recipientes de diámetro interno menor o igual a 60 pulgadas, las aberturas no deben exceder un diámetro mayor a la mitad del diámetro sin ser mayor a 20 pulgadas.
- En recipientes de diámetro interno mayor a 60 pulgadas, las aberturas deben tener un diámetro menor a un tercio del diámetro del recipiente sin ser mayor a 40 pulgadas.

Con los ítems mencionados anteriormente y la tabla 3.4 se define un registro de inspección y limpieza de 20 pulg, ubicado en el cuerpo del separador de 84 pulg. de D.I.

Tabla 4

Dimensiones sugeridas para registros de inspección

DIÁMETRO INTERIOR DEL RECIPIENTE	REGISTRO DE INSPECCIÓN REQUERIDO
Mayor de 12 pulg. (300mm) y menor a 18 pulg. (460 mm)	Dos aberturas con tubo roscado de 1 ½ pulg. de diámetro.
De 18 pulg. (460mm) a 36 pulg. (915mm)	Abertura mínima de 15 pulg. de diámetro interior o dos aberturas con tubo roscado de 2 pulg. de diámetro
Mayor a 36 pulg. (915 mm)	Abertura mínima de 15 pulg. de diámetro interior o dos boquillas con tubo de 6 pulg. de diámetro.

Fuente: Manual de Recipientes a Presión, F. Megyesy

- **Refuerzo requerido para la abertura del registro de inspección (M₁)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro se recomienda que sea de 10 pulg, en el esquema a continuación se define los parámetros importantes de esta abertura.

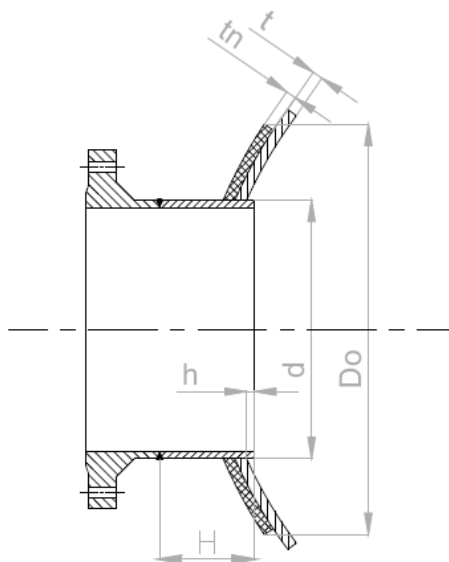


Figura 31: Variables de las dimensiones importantes de la abertura

Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy

Cálculo del refuerzo de los registros

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 10}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.048 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$d = 20 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.24 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.42 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.048 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.42 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 1.19 \text{ pulg.}^7$ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$

$E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$

$S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$

$S_n = 15000 \text{ psi.}$ $S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$

$fr_1 = 0.95$ $fr_1 = S_n/S_V, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$

$fr_2 = 0.95$ $fr_2 = S_n/S_V.$

$F = 1^8$ $F = \text{Factor de corrección por variación del esfuerzo}$

generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente

⁷ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

⁸ ASME VIII, División 1, UG-37

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - f_{r1})$$

$$A = 20 * 0.24 * 1 + 2 * 0.42 * 0.24 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 4.81 \text{ pulg}^2 [0,447\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 20 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 3.59 \text{ pulg}^2 [0,33\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 2(0.42 + 0.42)(1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42(1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_1 = 3.59\text{pulg}^2$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar el menor valor)

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.048) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2a} = 0.74 \text{ pulg}^2 [0,068\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.048) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2b} = 0.74 \text{ pulg}^2 [0,069\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_2 = 0.74 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca.

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.42 - 0.125) * 0.95 * 1.19$$

$$A_3 = 0.66 \text{ pulg}^2 [0,061\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 3.59 + 0.74 + 0.66 + 0.12 + 0.29 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 5.4 \text{ pulg}^2 [0,501\text{m}^2]$$

Está área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo, ($5.4 > 4.81 \text{ pulg}^2$).

- **Refuerzo requerido para la abertura del ingreso y salida del crudo (N₁ y N₂)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 8 pulg se recomienda que sea de 8 pulg⁹

Cálculo del refuerzo de los registros

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 4}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.0192 \text{ pulg}$$

2. Datos de diseño

$$d = 8 \text{ pulg.}$$

$$d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$$

$$t_n = 0.24 \text{ pulg.}$$

$$t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$$

⁹ Anexo 5: Mínima extensión sugerida para los registros.

- $t_r = 0.42 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$
 $t_{rn} = 0.0192 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$
 $t = 0.42 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$
 $h = 0.25 \text{ pulg.}^{10}$ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$
 $leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$
 $Leg_{4-3} = 0.512 \text{ pulg}$
 $C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$
 $E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$
 $S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$
 $S_n = 15000 \text{ psi.}$ $S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$
 $fr_1 = 0.95$ $fr_1 = S_n/S_V, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$
 $fr_2 = 0.95$ $fr_2 = S_n/S_V.$
 $F = 1^{11}$ $F = \text{Factor de corrección por variación del esfuerzo}$
 generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del
 recipiente.

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - fr_1)$$

$$A = 8 * 0.24 * 1 + 2 * 0.42 * 0.24 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 1.93 \text{ pulg}^2 [0,179\text{m}^2]$$

¹⁰ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

¹¹ ASME VIII, División 1, UG-37

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 8 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 1.432 \text{ pulg}^2 [0,133\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 2(0.42 + 0.42)(1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42(1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_1 = 1.432 \text{ pulg}^2$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar el menor valor)

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.0192) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2a} = 0.79 \text{ pulg}^2 [0,073\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.0192) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2b} = 0.79 \text{ pulg}^2 [0,073\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_2 = 0.79 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca.

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.42 - 0.125) * 0.95 * 0.25$$

$$A_3 = 0.140 \text{ pulg}^2 [0,0097\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.512)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.25 \text{ pulg}^2 [0,023\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.432 + 0.79 + 0.140 + 0.12 + 0.25 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 2.73 \text{ pulg}^2 [0,25\text{m}^2]$$

Está área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo, $(2.73 > 1.93 \text{ pulg}^2)$

- **Refuerzo requerido para la abertura de salida del gas, salida del agua y drenaje (N₃, N₄, N₆)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 6 pulg se recomienda que sea de 8 pulg.¹²

Cálculo sin elemento de refuerzo.

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 3}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.0143 \text{ pulg}$$

2. Datos de diseño

$d = 6 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.24 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.42 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.0143 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.42 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 0.1250 \text{ pulg.}$ ¹³ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$

$E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$

¹² Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

¹³ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

$$S_v = 15700 \text{ psi.} \quad S_v = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$$

$$S_n = 15000 \text{ psi.} \quad S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$$

$$fr_1 = 0.95 \quad fr_1 = S_n/S_v, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$$

$$fr_2 = 0.95 \quad fr_2 = S_n/S_v.$$

$$F = 1^{14} \quad F = \text{Factor de corrección por variación del esfuerzo generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente}$$

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - fr_1)$$

$$A = 6 * 0.24 * 1 + 2 * 0.42 * 0.24 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 1.45 \text{ pulg}^2 [0,13\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 6 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 1.07 \text{ pulg}^2 [0,09\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 2(0.42 + 0.42)(1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42(1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

¹⁴ ASME VIII, División 1, UG-37

$$A_{1b} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en el cuerpo es:

$$A_{1a} = 1.07 \text{ pulg}^2 [0,09\text{m}^2]$$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar el menor valor)

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.0143) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2a} = 0.81 \text{ pulg}^2 [0,075\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.0143) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2b} = 0.81 \text{ pulg}^2 [0,075\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_2 = 0.81 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca.

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.42 - 0.125) * 0.95 * 0.1250$$

$$A_3 = 0.07 \text{ pulg}^2 [0,0065\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.288 \text{ pulg}^2 [0,27\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.07 + 0.81 + 0.07 + 0.12 + 0.288 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 2.358 \text{ pulg}^2 [0,22\text{m}^2]$$

Esta área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo ($2.358 > 1.45 \text{ pulg}^2$)

- **Refuerzo requerido para la abertura de la válvula de seguridad (N₅)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 3 pulg se recomienda que sea de 6 pulg¹⁵

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

¹⁵ Anexo 5: Mínima extensión sugerida para los registros.

$$t_{rn} = \frac{75 * 2}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.009 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$$d = 4 \text{ pulg.}$$

$d =$ Diámetro interior de la boca. pulg

$$t_n = 0.42 \text{ pulg.}$$

$t_n =$ Espesor actual de la pared de la boca. pulg

$$t_r = 0.24 \text{ pulg.}$$

$t_r =$ Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg

$$t_{rn} = 0.009 \text{ pulg.}$$

$t_{rn} =$ Espesor calculado de la pared de la boca. pulg

$$t = 0.42 \text{ pulg.}$$

$t =$ Espesor actual del cuerpo. pulg

$$h = 0.0625 \text{ pulg.}^{16}$$

$h =$ Distancia de la proyección interna de la boca

$$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$$

$leg =$ Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg

$$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$$

$$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$$

$C.A. =$ Corrosión admisible.

$$E = 1$$

$E =$ Eficiencia de la soldadura.

$$S_V = 15700 \text{ psi.}$$

$S_V =$ Esfuerzo permisible del recipiente, psi.

$$S_n = 15000 \text{ psi.}$$

$S_n =$ Esfuerzo permisible de la boca, psi.

$$fr_1 = 0.95$$

$fr_1 = S_n/S_V$, para bocas insertadas en el recipiente, psi.

$$fr_2 = 0.95$$

$fr_2 = S_n/S_V$.

$$F = 1^{17}$$

$F =$ Factor de corrección por variación del esfuerzo

generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente

¹⁶ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

¹⁷ ASME VIII, División 1, UG-37

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - f_{r1})$$

$$A = 4 * 0.24 * 1 + 2 * 0.42 * 0.24 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 0.97 \text{ pulg}^2 [0,090\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 4 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42 * (1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 0.712 \text{ pulg}^2 [0,066\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 2(0.42 + 0.42)(1 * 0.42 - 1 * 0.24) - 2 * 0.42(1 * 0.42 - 1 * 0.24)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

Por lo tanto, él área disponible en el cuerpo es:

$$A_{1a} = 0.712 \text{ pulg}^2 [0,06\text{m}^2]$$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar menor valor).

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.009) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2a} = 0.81 \text{ pulg}^2 [0,075\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.42 - 0.009) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2b} = 0.81 \text{ pulg}^2 [0,075\text{m}^2]$$

Por lo tanto, se selecciona el área: $A_2 = 0.81 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.42 - 0.125) * 0.95 * 0.0625$$

$$A_3 = 0.045 \text{ pulg}^2 [0,0042\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna.

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.288 \text{ pulg}^2 [0,0267\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 0.712 + 0.81 + 0.045 + 0.12 + 0.288 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.97 \text{ pulg}^2 [0,001271\text{m}^2]$$

Está área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo ($1.97 > 0.97 \text{ pulg}^2$)

3.7 DIMENSIONAMIENTO MECÁNICO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO VERTICAL.

Para el diseño mecánico, partimos de los siguientes parámetros:

El material recomendado por la ASME a utilizarse en este proyecto será el acero SA 516-70. El diseño de las tapas serán semielípticas y el separador tendrá un factor de seguridad de 4.

Esfuerzo permisible máximo $S = 15700 \text{ psi}$.

Eficiencia de la junta soldada $E = 0.85$

Corrosión permisible $C.A. = 0.125 \text{ pulg. } [3,175\text{mm}]$

Los datos de operación del separador se presentan en la tabla 5

Tabla 5*Datos de operación.*

$P_{operación}$	44.7 psia
$P_{diseño}$	75 psia
$T_{operación}$	150°F
$T_{operación}$	610 R
°API	27.5
$D_{interior}$	90 pulg.
L_{ss}	17.7 ft ~18 ft

Realizado por: Jairo Chávez

3.7.1 Esfuerzo Radial (costura longitudinal)

En términos del radio interior $t < R/2$ ó $P < 0.385SE$, se calcula el espesor con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{P * R}{S * E - 0.6P}$$

Donde:

t: Espesor de pared, pulg

P: Presión de diseño o presión máxima de trabajo, lb/pulg²

R: radio interior, pulg

S: Valor del esfuerzo permisible del material.

E: Eficiencia de la junta.

$$t = \frac{75 * 45}{15700 * 0.85 - 0.6 * 75}$$

$$t = 0.25 \text{ pulg. [6,35mm]}$$

A este espesor se le suma la C.A. y obtenemos:

$$t_1 = t + CA$$

$$t_1 = 0.25 + 0.125$$

$$t_1 = 0.375 \text{ pulg.}[9,53\text{mm}]$$

Presión:

$$P = \frac{S * E * t_1}{R + 0.6t_1}$$

$$P = \frac{15700 * 0.85 * 0.375}{45 + 0.6 * 0.375}$$

$$P = 110.65 \text{ psi}$$

3.7.2 Esfuerzo Longitudinal (costura circunferencial)

De acuerdo a las condiciones de $t < R/2$ ó $P < 1.25SE$, se calcula el espesor con la siguiente ecuación:

$$t_a = \frac{P * R}{2S * E + 0.4P}$$

$$t_a = \frac{75 * 45}{2 * 15700 * 0.85 + 0.4 * 75}$$

$$t_a = 0.126 \text{ pulg}[3,2004\text{mm}]$$

$$t_1 = t_a + C.A.$$

$$t_1 = 0.126 + 0.125$$

$$t_1 = 0.25 \text{ pulg}[6,35\text{mm}]$$

Presión:

$$P = \frac{2S * E * t_1}{R + 0.4t_1}$$

$$P = \frac{2 * 15700 * 0.85 * 0.25}{45 + 0.4 * 0.25}$$

$$P = 148 \text{ psi}$$

3.7.3 Espesor de las tapas Semi-elípticas

Calculamos el espesor necesario para las tapas con la siguiente ecuación:

$$t_c = \frac{P * D}{2S * E - 0.2P}$$

$$t_c = \frac{75 * 90}{2 * 15700 * 0.85 - 0.2 * 75}$$

$$t_c = 0.25 \text{ pulg.}[6,35\text{mm}]$$

Sumamos la C.A.:

$$t_1 = t_c + C.A.$$

$$t_1 = 0.25 + 0.125$$

$$t_1 = 0.375 \text{ pulg}[9,525\text{mm}]$$

$$P = \frac{2S * E * t_1}{R + 0.2t_1}$$

$$P = \frac{2 * 15700 * 0.85 * 0.375}{45 + 0.2 * 0.375}$$

$$P = 222 \text{ psi}$$

Para asegurar que el cuerpo y las tapas del separador resistirán las cargas existentes, utilizamos el mayor espesor calculado:

$$t = 0.375 \text{ pulg}[9,525\text{mm}]$$

3.7.4 Peso del recipiente

Para determinar el peso del recipiente, utilizamos el Anexo 1¹⁸, los pasos a seguir son:

¹⁸ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy.

- En primera instancia ubicamos el espesor del recipiente en las tablas, en este caso 7/16”.
- De acuerdo al dimensionamiento hidráulico, el diámetro interior es 84”, con este dato nos ubicamos en la columna respectiva D.I.
- Las unidades que se obtiene son libras por pie lineal, a continuación multiplicamos por la longitud del tanque en pies.

$$D_{int}: 90 \text{ pulg}[2133,6\text{mm}]$$

$$t: 3/8 \text{ pulg}$$

Por lo tanto:

$$W = 362 \text{ lb/ft}$$

$$W_{cuerpo} = W * L_{SS}$$

$$W_{cuerpo} = 362 * 18$$

$$W_{cuerpo} = 6516 \text{ lb} = 2961.81 \text{ kg}$$

3.7.5 Peso de las cabezas

Para determinar el peso de las cabezas realizamos los pasos detallados anteriormente, ubicándonos en la columna de cabezas semielípticas.

$$D_{int}: 90 \text{ pulg}[2286\text{mm}]$$

$$t: 3/8 \text{ pulg}$$

Por lo tanto:

$$W = 1110 \text{ lb}^{19} = 504.54 \text{ kg}$$

¹⁹ Anexo 1: Catálogo de pesos de los diferentes componentes de acero de los recipientes

3.7.6 Peso total del recipiente

El peso total del recipiente se obtiene sumando el peso del cuerpo y el peso de las cabezas, adicionalmente un 6% al peso total, para cubrir los excedentes de peso con que se surte el material y el peso de las soldaduras.

$$W_{total} = (2 * W_{cabeza} + W_{cuerpo}) * 1.06$$

$$W_{total} = (2 * 504.54 + 2961.81) * 1.06$$

$$W_{total} = 4209.14 \text{ kg}$$

3.7.7 Peso del contenido

Para determinar el peso del contenido debemos calcular el volumen del recipiente como si estuviese lleno de agua, tal como recomienda la norma, para este cálculo utilizaremos la tabla del Anexo 2.²⁰

$$D = 90 \text{ pulg}[2286\text{mm}]$$

Por lo tanto

$$V = 44.2 \text{ ft}^3 / \text{ft}_{longitud}$$

$$V_{cuerpo} = V * L_{SS}$$

$$V_{cuerpo} = 44.2 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}_{long}} * 18\text{ft}$$

$$V_{cuerpo} = 795.6\text{ft}^3$$

Volumen de las cabezas

$$D = 90 \text{ pulg}[2286\text{mm}]$$

Por lo tanto

$$V = 55.2 \text{ ft}^3$$

²⁰ Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy.

$$V_{cabezas} = 55.2 \text{ ft}^3 * 2$$

$$V_{cabezas} = 110.4 \text{ ft}^3$$

Volumen del recipiente

$$V_{recipiente} = V_{cuerpo} + V_{cabezas}$$

$$V_{recipiente} = 795.6 \text{ ft}^3 + 110.4 \text{ ft}^3$$

$$V_{recipiente} = 906 \text{ ft}^3 = 25.66 \text{ m}^3$$

Peso del contenido.

$$m_{agua} = \rho * V_{recipiente}$$

$$m_{agua} = 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 25.66 \text{ m}^3$$

$$m_{agua} = 25660 \text{ Kg} = 56452 \text{ lb}$$

$$W_{contenido} = 56452 \text{ lb}$$

3.7.8 Cálculo del diseño del soporte del faldón

Un faldón es el soporte de uso frecuente y el más satisfactorio para los recipientes verticales. Se une por soldadura continua a la cabeza y por lo general, el tamaño requerido de esta soldadura determina el espesor del faldón.

$$t = \frac{12 * M_T}{R^2 * \pi * S * E} + \frac{W}{D * \pi * S * E}$$

Donde:

D = Diámetro exterior del faldón, pulg.

E = Eficiencia de la junta del faldón a la cabeza (0.6 para soldadura a tope y

0.45 para soldadura a traslape)

M_T = Momento en la junta del faldón a la cabeza, pies – libra

$R =$ Radio exterior del faldón, pulg.

$S =$ Valor del esfuerzo del material de la cabeza o del faldón, el que sea menor, lb/pulg²

$t =$ Espesor requerido del faldón, pulg.

$W =$ Peso de la torre arriba del faldón hasta la junta de la cabeza, en operación

$$t = \frac{12 * 5000458.32}{(45)^2 * \pi * 15700 * 0.6} = 1.00 \text{ pulg.}$$

$$t = \frac{9260.11}{90 * \pi * 15700 * 0.6} = 0.003 \text{ pulg.}$$

$$t = 1.003 \text{ pulg}[25,4\text{mm}]$$

Usar placa de 1" de espesor para el faldón

3.8 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PRINCIPALES BOQUILLAS

Cálculo del refuerzo del registro de inspección (Manhole)

Son aberturas diseñadas con la finalidad de realizar inspecciones o limpieza del recipiente, para esto hay que tomar en cuenta consideraciones que se detalla en la norma ASME sección VIII, división 1, y son:

- En recipientes de diámetro interno menor o igual a 60 pulgadas, las aberturas no deben exceder un diámetro mayor a la mitad del diámetro sin ser mayor a 20 pulgadas.
- En recipientes de diámetro interno mayor a 60 pulgadas, las aberturas deben tener un diámetro menor a un tercio del diámetro del recipiente sin ser mayor a 40 pulgadas.

Con los ítems mencionados anteriormente y la tabla 3.4 se define un registro de inspección y limpieza de 20 pulg, ubicado en el cuerpo del separador de 90 pulg. de D.I.

Tabla 6

Dimensiones sugeridas para registros de inspección

DIÁMETRO INTERIOR DEL RECIPIENTE	REGISTRO DE INSPECCIÓN REQUERIDO
Mayor de 12 pulg. (300mm) y menor a 18 pulg. (460 mm)	Dos aberturas con tubo roscado de 1 ½ pulg. de diámetro.
De 18 pulg. (460mm) a 36 pulg. (915mm)	Abertura mínima de 15 pulg. de diámetro interior o dos aberturas con tubo roscado de 2 pulg. de diámetro
Mayor a 36 pulg. (915 mm)	Abertura mínima de 15 pulg. de diámetro interior o dos boquillas con tubo de 6 pulg. de diámetro.

Fuente: Manual de recipientes a presión, F. Megyesy

- **Refuerzo requerido para la abertura del registro de inspección (M₁)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro se recomienda que sea de 10 pulg, en el esquema a continuación se define los parámetros importantes de esta abertura.

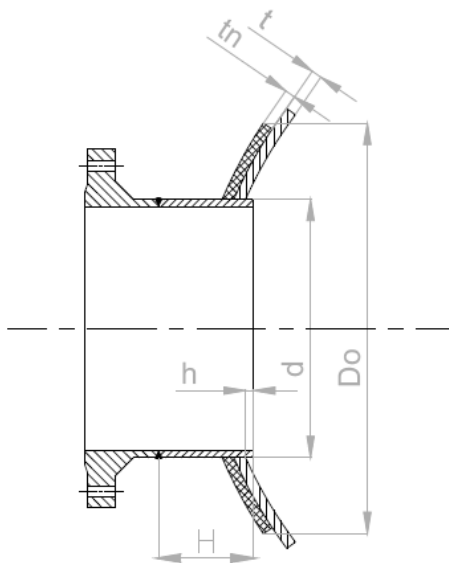


Figura 32: Esquema de las dimensiones más relevantes para el cálculo del refuerzo de la abertura

Fuente: Pressure Vessel Handbook K, Megyesy

Cálculo sin elemento de refuerzo

1. Cálculo de espesor requerido para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 10}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.048 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$d = 20 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.375 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.25 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.048 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.38 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 1.13 \text{ pulg.}$ ²¹ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

²¹ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg =$ Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. =$ Corrosión admisible.

$E = 1$ $E =$ Eficiencia de la soldadura.

$S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V =$ Esfuerzo permisible del recipiente, psi.

$S_n = 15000 \text{ psi.}$ $S_n =$ Esfuerzo permisible de la boca, psi.

$fr_1 = 0.95$ $fr_1 = S_n/S_V,$ para bocas insertadas en el recipiente, psi.

$fr_2 = 0.95$ $fr_2 = S_n/S_V.$

$F = 1^{22}$ $F =$ Factor de corrección por variación del esfuerzo generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - fr_1)$$

$$A = 20 * 0.25 * 1 + 2 * 0.375 * 0.25 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 5 \text{ pulg}^2 [0,46\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 20 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 2.59 \text{ pulg}^2 [0,24\text{m}^2]$$

²² ASME VIII, División 1, UG-37

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 2(0.38 + 0.375)(1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375(1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.19 \text{ pulg}^2 [0,017\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en el cuerpo es: $A_1 = 2.59 \text{ pulg}^2 [0,24\text{m}^2]$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar el menor valor)

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.048) * 0.95 * 0.38$$

$$A_{2a} = 0.59 \text{ pulg}^2 [0,055\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.048) * 0.95 * 0.375$$

$$A_{2b} = 0.58 \text{ pulg}^2 [0,054\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en la boca parte exterior es: $A_2 = 0.58 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca.

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.375 - 0.125) * 0.95 * 1.13$$

$$A_3 = 0.53 \text{ pulg}^2 [0,049\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.29 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 2.59 + 0.58 + 0.53 + 0.12 + 0.29 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 4.11 \text{ pulg}^2 [0,38\text{m}^2]$$

Esta área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo, ($5 > 4.11 \text{ pulg}^2$).

Para el separador diseñado se considera M₁ (Manhole).

- **Refuerzo requerido para la abertura del ingreso y salida del crudo (N₁ y N₂)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 8 pulg se recomienda que sea de 8 pulg²³

Cálculo del refuerzo de los registros

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 4}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.0192 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$d = 8 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.375 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.25 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.0192 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.38 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 0.187 \text{ pulg.}$ ²⁴ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

²³ Anexo 5: Mínima extensión sugerida para los registros.

²⁴ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$

$E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$

$S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$

$S_n = 15000 \text{ psi.}$ $S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$

$fr_1 = 0.95$ $fr_1 = S_n/S_V, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$

$fr_2 = 0.95$ $fr_2 = S_n/S_V.$

$F = 1^{25}$ $F = \text{Factor de corrección por variación del esfuerzo generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente}$

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - fr_1)$$

$$A = 8 * 0.25 * 1 + 2 * 0.375 * 0.25 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 2.00 \text{ pulg}^2 [0,18\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 8 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 1.04 \text{ pulg}^2 [0,096\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

²⁵ ASME VIII, División 1, UG-37

$$A_1 = 2(0.38 + 0.375)(1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375(1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.19 \text{ pulg}^2 [0,017\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en el cuerpo es: $A_1 = 1.04 \text{ pulg}^2$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar el menor valor)

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.0192) * 0.95 * 0.38$$

$$A_{2a} = 0.64 \text{ pulg}^2 [0,059\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.0192) * 0.95 * 0.375$$

$$A_{2b} = 0.63 \text{ pulg}^2 [0,058\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en la boca parte exterior es:

$$A_2 = 0.63 \text{ pulg}^2 [0,058\text{m}^2]$$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca.

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.375 - 0.125) * 0.95 * 0.1875$$

$$A_3 = 0.089 \text{ pulg}^2 [0,008\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna.

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.512)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.25 \text{ pulg}^2 [0,023\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.04 + 0.63 + 0.089 + 0.12 + 0.25 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 2.129 \text{ pulg}^2 [0,198\text{m}^2]$$

Esta área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo, . (2.129 > 2.00 pulg²)

- **Refuerzo requerido para la abertura de salida del gas, salida del agua y drenaje (N₃, N₄, N₆)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 6 pulg se recomienda que sea de 8 pulg.²⁶

Cálculo del refuerzo de los registros

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla.

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 3}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.0143 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$d = 6 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.375 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.25 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.0143 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.38 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 0.125 \text{ pulg.}$ ²⁷ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$

$E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$

$S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$

²⁶ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

²⁷ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

$$S_n = 15000 \text{ psi.} \quad S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$$

$$f_{r1} = 0.95 \quad f_{r1} = S_n/S_v, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$$

$$f_{r2} = 0.95 \quad f_{r2} = S_n/S_v.$$

$F = 1$ ²⁸ F=Factor de corrección por variación del esfuerzo generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - f_{r1})$$

$$A = 6 * 0.25 * 1 + 2 * 0.375 * 0.25 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 1.51 \text{ pulg}^2 [0,14\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 6 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 0.77 \text{ pulg}^2 [0,072\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - f_{r1})$$

$$A_1 = 2(0.38 + 0.375)(1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375(1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.19 \text{ pulg}^2 [0,017\text{m}^2]$$

²⁸ ASME VIII, División 1, UG-37

Por lo tanto, el área disponible en el cuerpo es:

$$A_{1a} = 0.77 \text{ pulg}^2 [0,072\text{m}^2]$$

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar menor valor).

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.0143) * 0.95 * 0.38$$

$$A_{2a} = 0.65 \text{ pulg}^2 [0,0603\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.0143) * 0.95 * 0.375$$

$$A_{2b} = 0.64 \text{ pulg}^2 [0,059\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en la boca parte exterior es: $A_2 = 0.64 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.375 - 0.125) * 0.95 * 0.1250$$

$$A_3 = 0.059 \text{ pulg}^2 [0,0055\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna.

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.288 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 0.77 + 0.64 + 0.059 + 0.12 + 0.288 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.877 \text{ pulg}^2 [0,173\text{m}^2]$$

Está área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo ($1.877 > 1.51 \text{ pulg}^2$)

- **Refuerzo requerido para la abertura de la válvula de seguridad (N₅)**

La distancia saliente de la tubería en el separador para este registro de 3 pulg se recomienda que sea de 6 pulg²⁹

1. Cálculo de espesor de pared para la boquilla

$$t_{rn} = \frac{P * R_n}{S * E - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{75 * 2}{15700 * 1 - 0.6 * 75} = 0.009 \text{ pulg.}$$

2. Datos de diseño

$d = 4 \text{ pulg.}$ $d = \text{Diámetro interior de la boca. pulg}$

$t_n = 0.375 \text{ pulg.}$ $t_n = \text{Espesor actual de la pared de la boca. pulg}$

$t_r = 0.25 \text{ pulg.}$ $t_r = \text{Espesor calculado del cuerpo y cabeza. pulg}$

$t_{rn} = 0.009 \text{ pulg.}$ $t_{rn} = \text{Espesor calculado de la pared de la boca. pulg}$

$t = 0.38 \text{ pulg.}$ $t = \text{Espesor actual del cuerpo. pulg}$

$h = 0.0625 \text{ pulg.}$ ³⁰ $h = \text{Distancia de la proyección interna de la boca}$

$leg_{4-1} = 0.354 \text{ pulg.}$ $leg = \text{Altura de la soldadura en el refuerzo. pulg}$

$Leg_{4-3} = 0.551 \text{ pulg}$

$C.A. = 0.125 \text{ pulg}$ $C.A. = \text{Corrosión admisible.}$

$E = 1$ $E = \text{Eficiencia de la soldadura.}$

$S_V = 15700 \text{ psi.}$ $S_V = \text{Esfuerzo permisible del recipiente, psi.}$

$S_n = 15000 \text{ psi.}$ $S_n = \text{Esfuerzo permisible de la boca, psi.}$

$fr_1 = 0.95$ $fr_1 = S_n/S_V, \text{ para bocas insertadas en el recipiente, psi.}$

²⁹ Anexo 5: Mínima extensión sugerida para los registros.

³⁰ Anexo 6: Distancia de penetración de la boquilla en el casco.

$$fr_2 = 0.95 \quad fr_2 = S_n/S_v.$$

$F = 1$ ³¹ F=Factor de corrección por variación del esfuerzo generado por la presión en diferentes planos con respecto al eje del recipiente

3. Área de refuerzo requerida

$$A = d * t_r * F + 2t_n * t_r * F(1 - fr_1)$$

$$A = 4 * 0.25 * 1 + 2 * 0.375 * 0.25 * 1(1 - 0.95)$$

$$A = 1.00 \text{ pulg}^2[0,092\text{m}^2]$$

4. Área de refuerzo disponible en el cuerpo (usar el mayor valor)

$$A_1 = d(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 4 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375 * (1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1a} = 0.52 \text{ pulg}^2[0,048\text{m}^2]$$

$$A_1 = 2(t + t_n)(E_1 * t - F * t_r) - 2t_n(E_1 * t - F * t_r)(1 - fr_1)$$

$$A_1 = 2(0.38 + 0.375)(1 * 0.38 - 1 * 0.25) - 2 * 0.375(1 * 0.38 - 1 * 0.25)(1 - 0.95)$$

$$A_{1b} = 0.19 \text{ pulg}^2[0,017\text{m}^2]$$

Por lo tanto, él área disponible en el cuerpo es:

$$A_{1a} = 0.52 \text{ pulg}^2[0,048\text{m}^2]$$

³¹ ASME VIII, División 1, UG-37

5. Área de refuerzo disponible en la boca parte exterior (usar menor valor).

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.009) * 0.95 * 0.42$$

$$A_{2a} = 0.73 \text{ pulg}^2 [0,068\text{m}^2]$$

$$A_2 = 5(t_n - t_{rn}) * f_{r2} * t_n$$

$$A_2 = 5(0.375 - 0.009) * 0.95 * 0.375$$

$$A_{2b} = 0.65 \text{ pulg}^2 [0,061\text{m}^2]$$

Por lo tanto, el área disponible en la boca parte exterior es: $A_2 = 0.65 \text{ pulg}^2$

6. Área de refuerzo disponible en la parte interna de la boca

$$A_3 = 2(t_n - C) * f_{r2} * h$$

$$A_3 = 2(0.375 - 0.125) * 0.95 * 0.0625$$

$$A_3 = 0.029 \text{ pulg}^2 [0,0027\text{m}^2]$$

7. Área de refuerzo disponible en la soldadura externa.

$$A_{41} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{41} = (0.354)^2 * 0.95$$

$$A_{41} = 0.12 \text{ pulg}^2 [0,011\text{m}^2]$$

8. Área de refuerzo disponible en la soldadura interna.

$$A_{43} = (leg)^2 * f_{r2}$$

$$A_{43} = (0.551)^2 * 0.95$$

$$A_{43} = 0.288 \text{ pulg}^2 [0,027\text{m}^2]$$

9. Suma de las áreas

$$A_{Total} = A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 0.52 + 0.65 + 0.029 + 0.12 + 0.288 \text{ pulg}^2$$

$$A_{Total} = 1.607 \text{ pulg}^2 [0,15\text{m}^2]$$

Esta área es mayor que la requerida, por lo cual no es relevante un elemento de refuerzo ($1.607 > 1.00 \text{ pulg}^2$)

CAPÍTULO 4

SIMULACIÓN EN HYSYS

4.1 ALCANCE

Seleccionar los elementos básicos requeridos para desarrollar la simulación del proceso de separación en el software HYSYS, así como manejar herramientas incluidas en el simulador que posibilitan la determinación de propiedades de sustancias antes y después del proceso de separación de fases. Además de evaluar la capacidad de equipos existentes y comprobar los resultados obtenidos con los modelos matemáticos

4.2 BASES DE UNA SIMULACIÓN

HYSYS utiliza el concepto de paquete fluido o “Fluid Package” como el contenido de toda la información necesaria para desarrollar cálculos de propiedades físicas y balance de corrientes. El paquete fluido permite definir toda la información (propiedades, componentes, componentes hipotéticos, parámetros de interacción, reacciones, datos tabulados, etc.) dentro de un archivo muy sencillo. Son tres las ventajas de esto, a saber:

1. Toda la información asociada se define en una sola localidad, lo que permite la fácil creación y modificación de la información.
2. Los paquetes fluidos pueden almacenarse como un archivo completo para usarlos en cualquier simulación.

3. Pueden usarse varios paquetes fluidos en una misma simulación. Sin embargo, todos los paquetes definidos se encuentran dentro del administrador básico de la simulación.

4.3 GENERALIDADES

INTRODUCCIÓN

En un campo petrolero existen facilidades de producción a la cual llegan corrientes que llegan desde los pozos de explotación de petróleo. Una corriente que contiene hidrocarburos, agua y gas, puede presentarse en varias fases, dependiendo de sus condiciones de estado: volumen, presión y temperatura. Los cálculos para determinar sus puntos de rocío y burbuja se describen en libros como “Design of Equilibrium Stage Processes” de Smith Buford D., McGraw-Hill(1963) y son de un relativo interés académico. El simulador de procesos HYSYS dispone de una unidad para separar, en forma instantánea, una carga que se alimente con tres fases, vapor, líquida y acuosa.

4.3.1 Ventajas y desventajas del uso de software de simulación

- Es un proceso relativamente eficiente y flexible.
- Hace posible analizar y sintetizar una compleja y extensa situación real.
- Permite al diseñador examinar rápidamente varias configuraciones de planta.

- Permite la experimentación en condiciones que podrían ser peligrosas en el sistema real.
- Reduce el tiempo de diseño de una planta.
- La desventaja principal es que el software procesa todos los datos que se incluyan, razón por la que hay que incluir todos los datos suministrados por los ensayos de laboratorio y tener el criterio técnico para interpretar los resultados.

4.3.2 Aplicación de software de simulación

- Diseño de Facilidades de Proceso, en todas las etapas de ingeniería: conceptual, básica, detalle, construcción y evaluación.
- Creación de sustancias hipotéticas para simular el proceso con sustancias reales.
- Manejo de sustancias peligrosas o de alto valor industrial
- Evaluación de equipos de manera individual o como parte de un sistema o subsistemas del proceso completo.
- Detección de cuellos de botella en la producción.
- Predicción de los efectos de cambio en las condiciones de operación de las variables de la planta.
- Optimización de las variables de proceso.
- Optimización del proceso cuando cambian las características de los insumos y/o las condiciones económicas del mercado.
- Evaluación de alternativas de proceso para reducir el consumo de energía.
- Análisis de nuevos procesos para nuevos productos.

4.4 SIMULACIÓN

Primero ingresar al simulador, haciendo doble clic en el icono HYSYS, o en la barra de tareas seleccionar el programa HYSYS

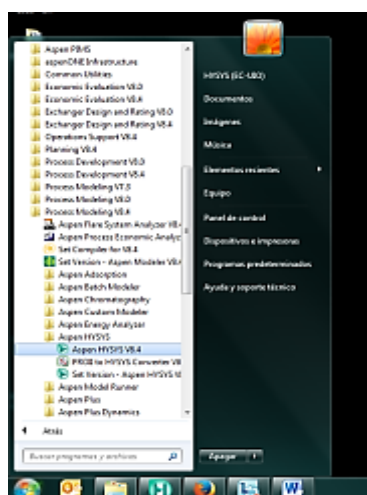
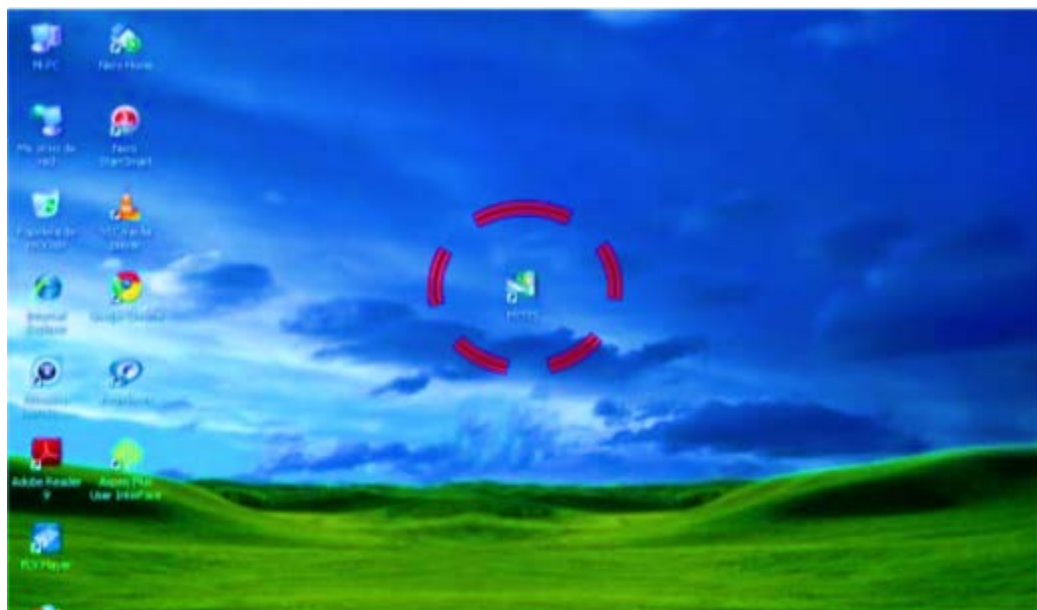


Figura 33: Ingreso al software

Fuente: Software de simulación HYSYS

Luego nos aparece la siguiente sub ventana.

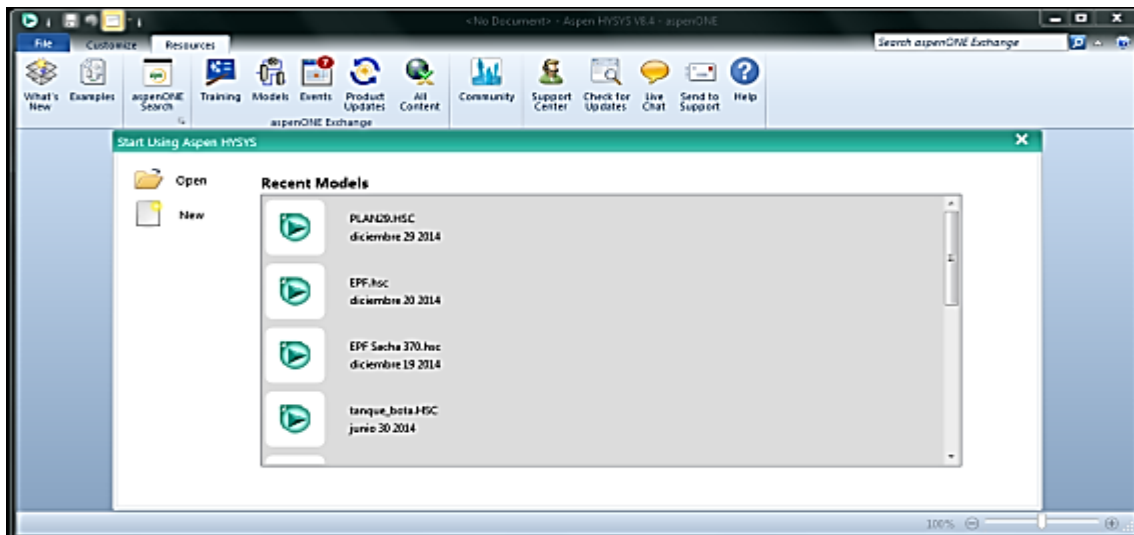


Figura 34. Pantalla inicial

Fuente: Software de simulación HYSYS

Para poder abrir un nuevo caso, hacemos clic en el icono (📁) nuevo y luego aparece la siguiente ventana donde se debe seleccionar los elementos químicos parte del proceso.

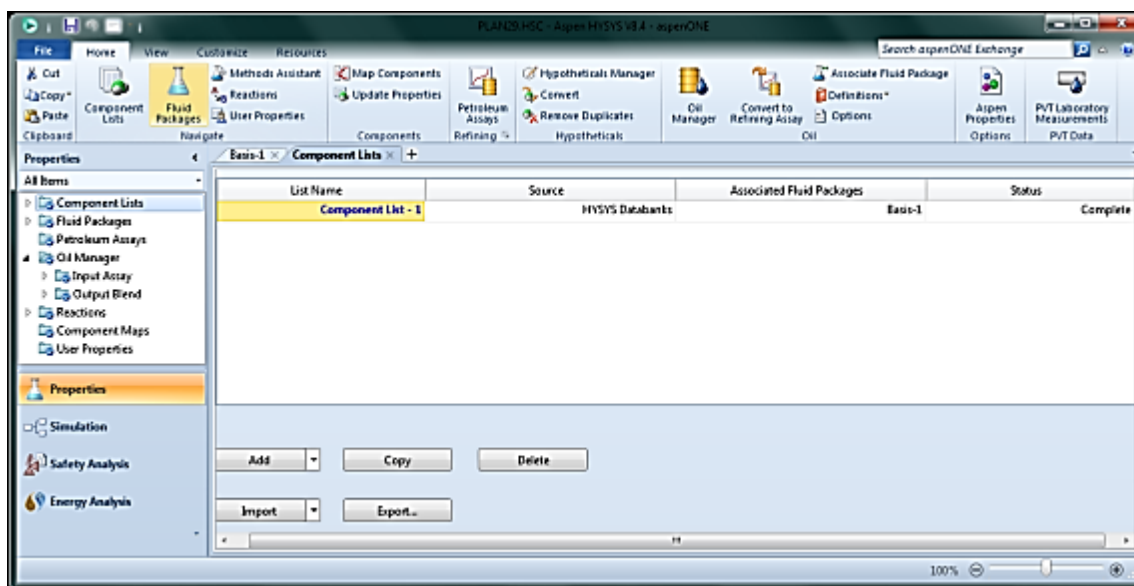


Figura 35. Lista de componentes

Fuente: Software de simulación HYSYS

Para poder seleccionar los componentes, hacemos clic en **add** y nos despliega lo siguiente.

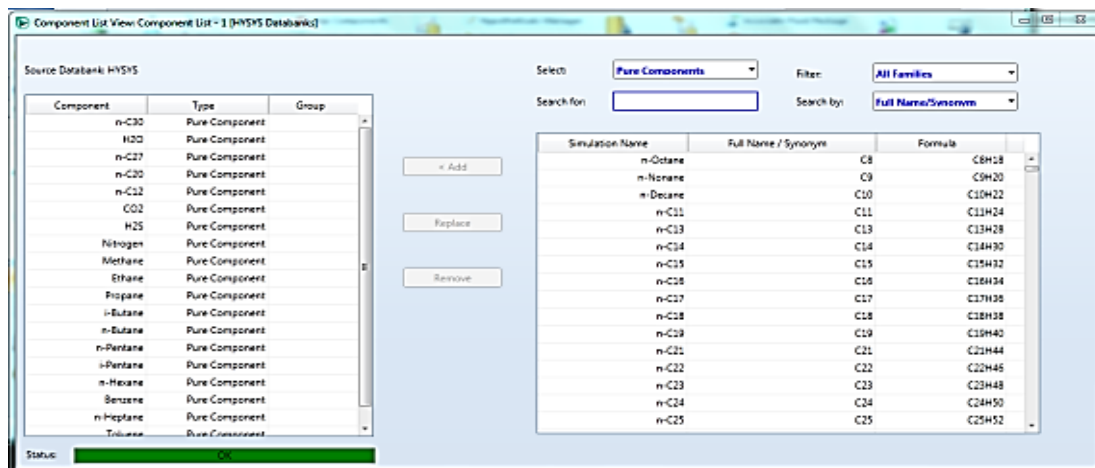


Figura 36. Ingreso de los componentes de proceso

Fuente: Software de simulación HYSYS

Condiciones Iniciales: para el caso particular y de acuerdo a los datos suministrados por laboratorio se tienen los siguientes datos:

Tabla 7

Componentes del crudo, fracción molar

Componentes	Fracción Molar (%)
Nitrógeno	0.689
Metano	0.66
Dióxido Carbono	91.84
Etano	0.225
Agua	1.802
Propano	0.916
I-Butano	0.441
n-Butano	1.189
I-Pentano	0.595
n-Pentano	0.588
Hexano	0.555
Heptano	0.5

Realizado por: Jairo Chávez

Después de haber seleccionado los componentes cerramos la sub ventana y procedemos a seleccionar el modelo termodinámico, para resolver el ejercicio seleccionamos “el paquete de cálculo”, como modelo termodinámico ya que se acerca más al comportamiento real de las sustancias apolares, como es el caso de los hidrocarburos

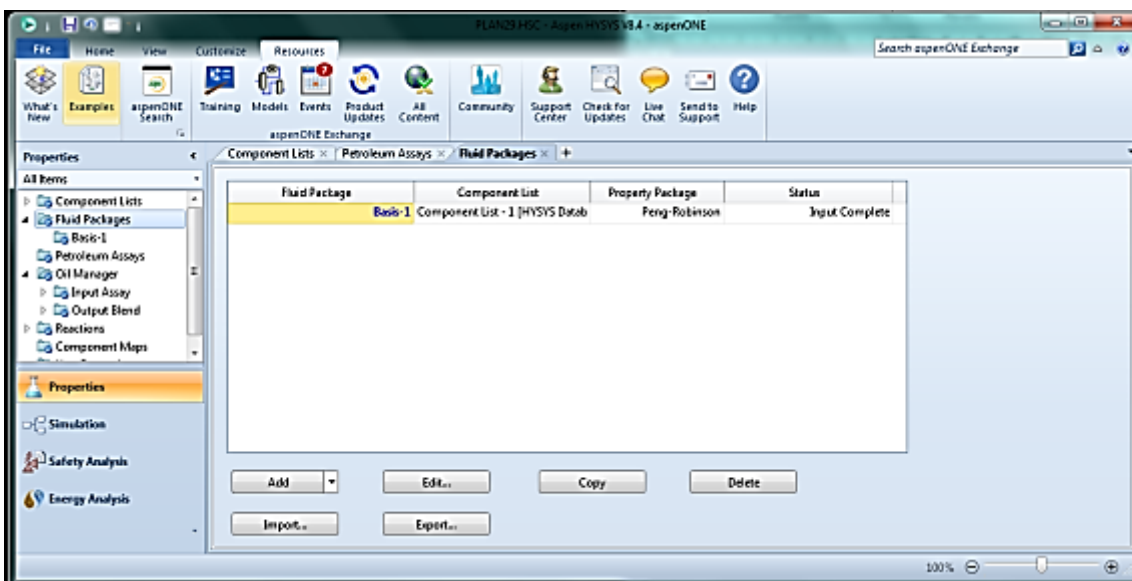


Figura 37. Paquete de cálculo

Fuente: Software de simulación HYSYS

A continuación seleccionamos la pestaña paquete de fluido (fluid Pkgs)

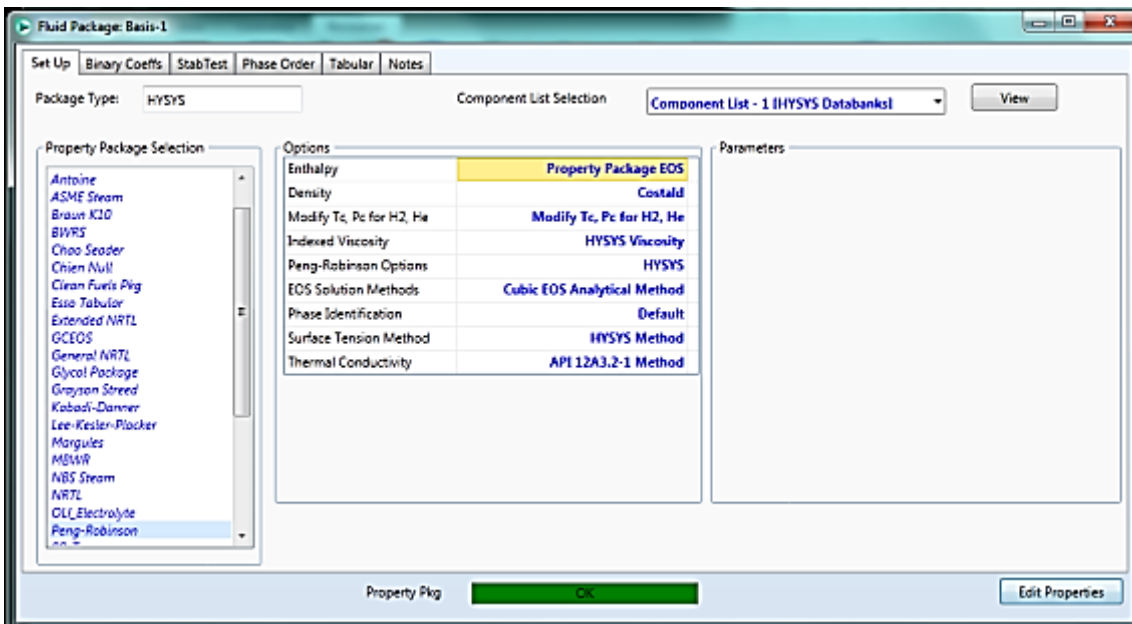


Figura 38. Selección de la pestaña Fluid Pkgs

Fuente: Software de simulación HYSYS

Para poder seleccionar el paquete, hacemos clic en **Add** y nos despliega la siguiente ventana, seleccionar el paquete de cálculo Peng Robinson ya que es el paquete de cálculo adecuado para hidrocarburos en la Operación unitaria de separación y evaluación de equipos.

Para ingresar las características del crudo se procede en el siguiente cuadro con los datos suministrados por el ensayo de laboratorio.

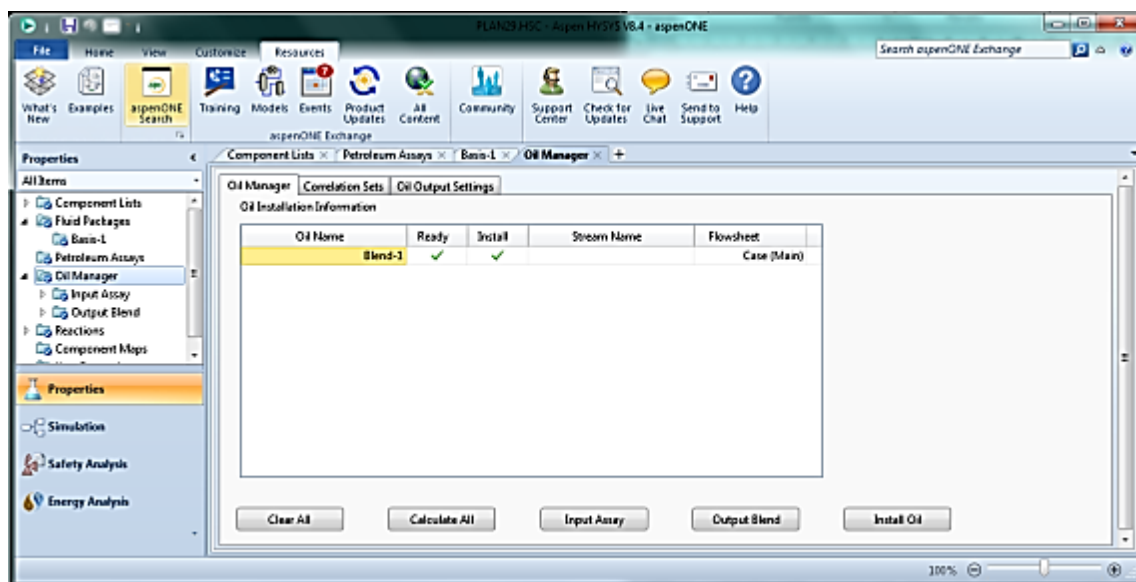


Figura 39. Ingreso de datos para crudo

Fuente: Software de simulación HYSYS

Cerramos la sub ventana, y tenemos:

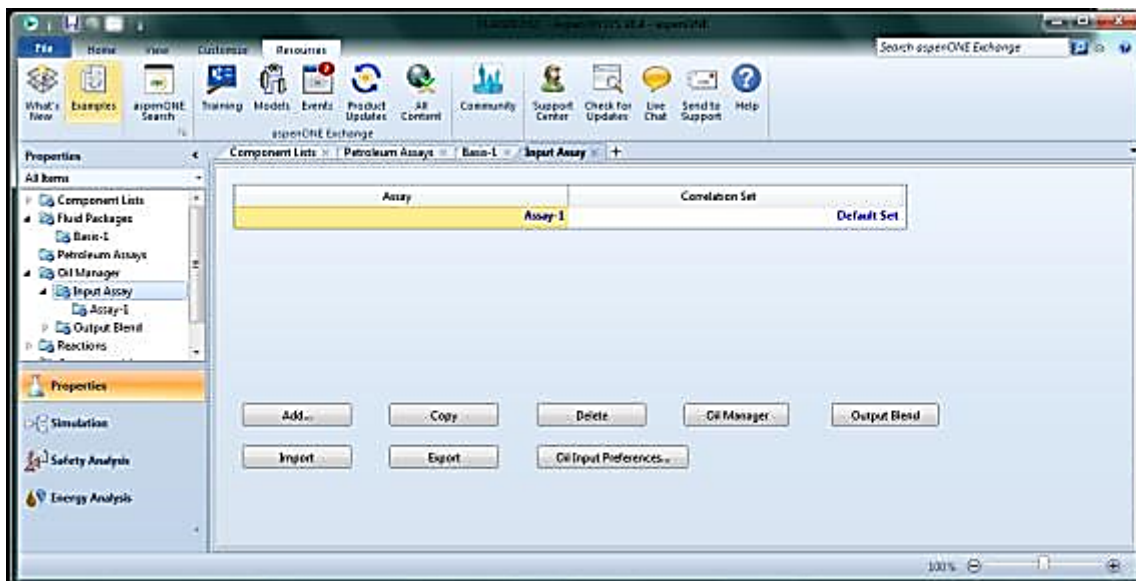


Figura 40. Ingreso de Propiedades del crudo.

Fuente: Software de simulación HYSYS

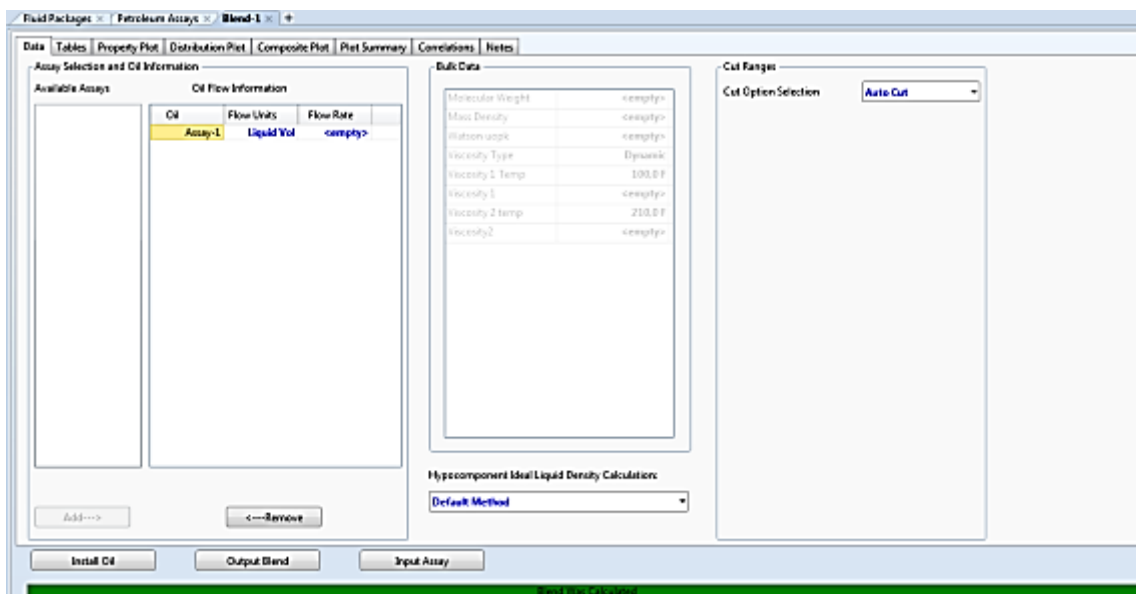


Figura 41. Determinación de las Propiedades del crudo

Fuente: Software de simulación HYSYS

Después de haber seleccionado los componentes y el paquete termodinámico procedemos a construir el diagrama de flujo. Y hacemos clic en ENTER SIMULATION ENVIROMENT, nos despliega:

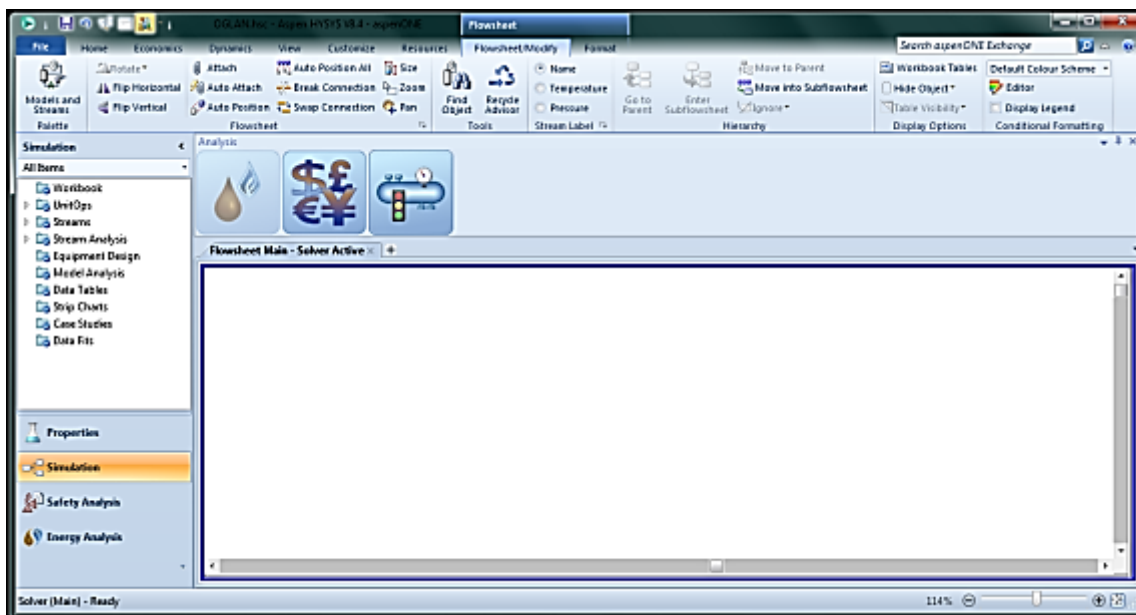


Figura 42. Interfaz de Simulación

Fuente: Software de simulación HYSYS

Se ingresan las corrientes de flujo desde el pozo; por lo tanto se requiere una corriente de gas, crudo y agua, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

GAS PLAN		
Temperature	200,0	F
Pressure	30,00	psig
Std Gas Flow	2,582	MMSCFD
Specific Gravity rel Air	1,529	rel_to_air

➔
GAS
PLAN

CRUDO PLAN		
Temperature	200,0	F
Pressure	30,00	psig
Actual Volume Flow	1795,83	barrel/day
Viscosity	24,10	cP

➔
CRUDO
PLAN

AGUA		
Temperature	200,0	F
Pressure	30,00	psig
Actual Volume Flow	1779,22	barrel/day

➔
AGUA

A continuación seleccionamos la Operación unitaria de Separación mediante un equipo de separación: separador horizontal, Trifásico,

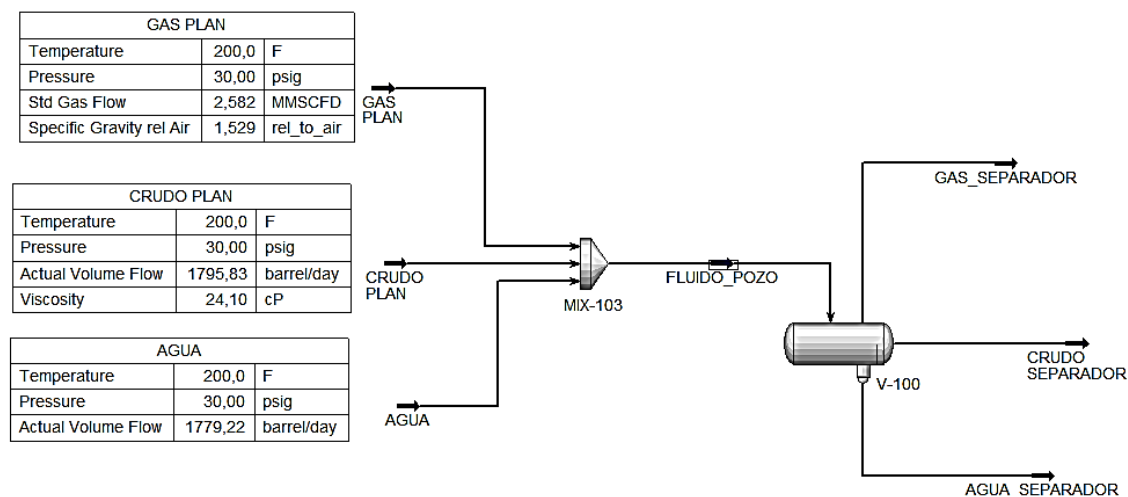


Figura 43. Selección de un Separador Trifásico

Fuente: Software de simulación HYSYS

A continuación hacemos clic en la corriente de entrada (1), para poder introducir los datos de operación suministrados por el propietario de la instalación: Presión de operación del separador, presión máxima de diseño; temperatura de operación y flujo esperado.

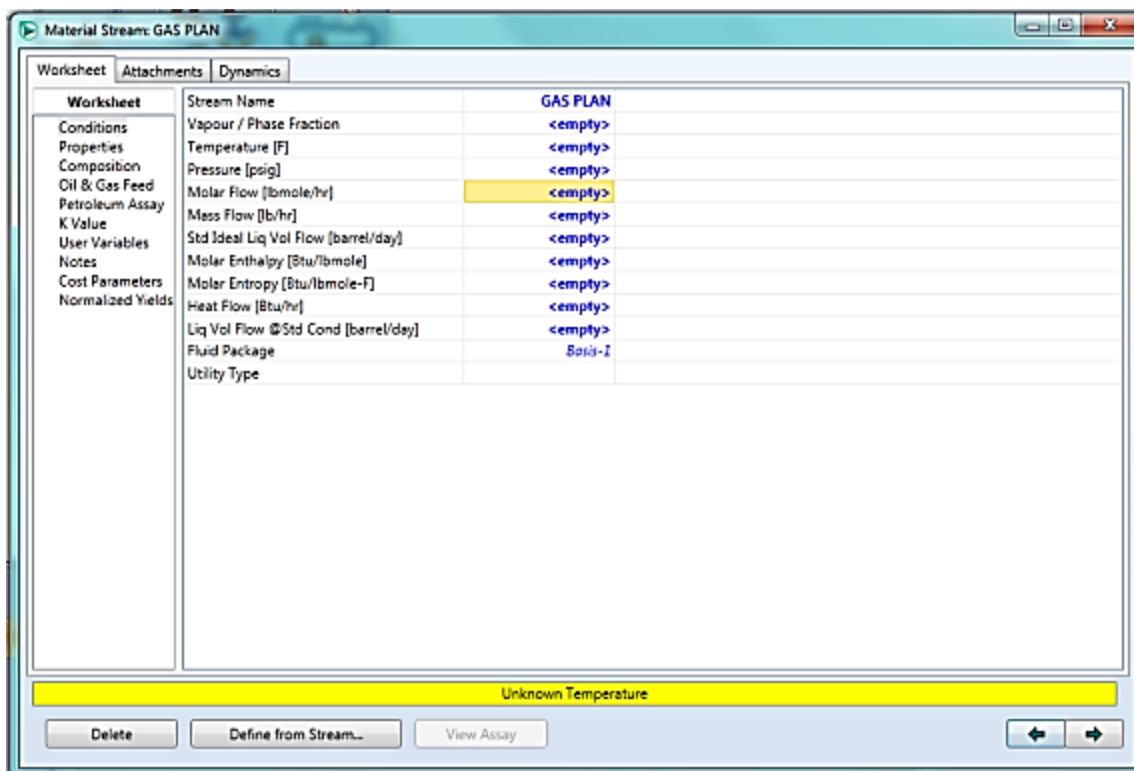


Figura 44. Introducción de Variables para Simulación

Fuente: Software de simulación HYSYS

Inmediatamente procedemos a introducir los datos de la simulación:

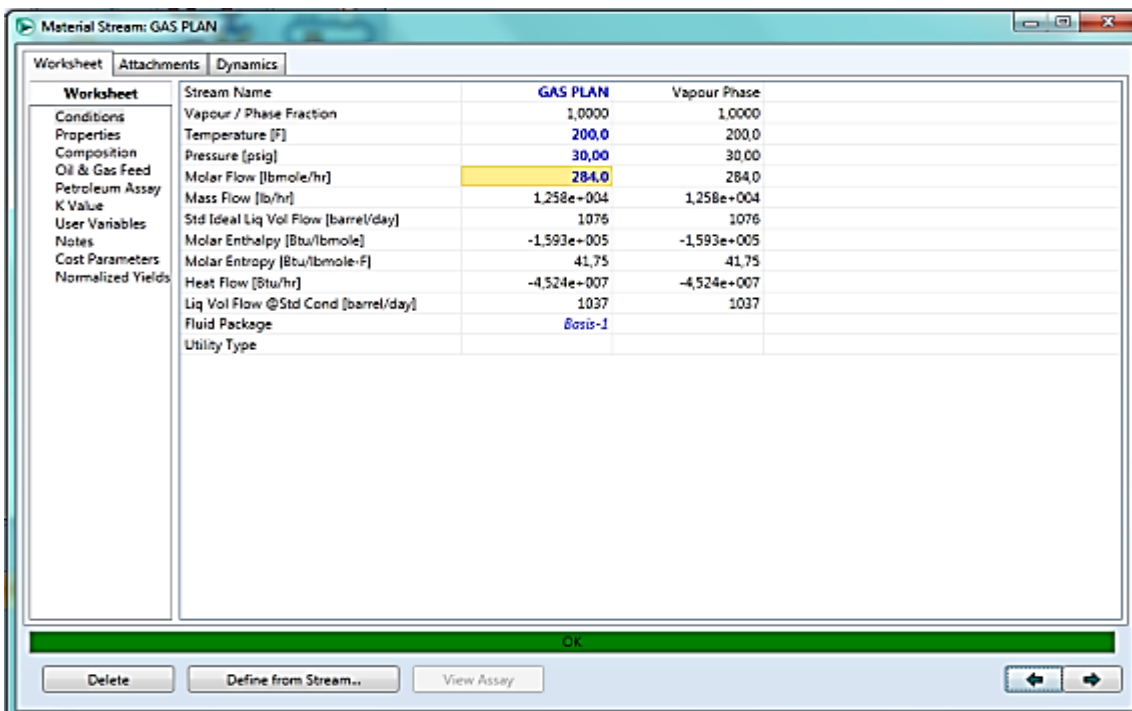


Figura 45. Variables para la Simulación

Fuente: Software de simulación HYSYS

A continuación introducimos la composición del flujo y damos OK.

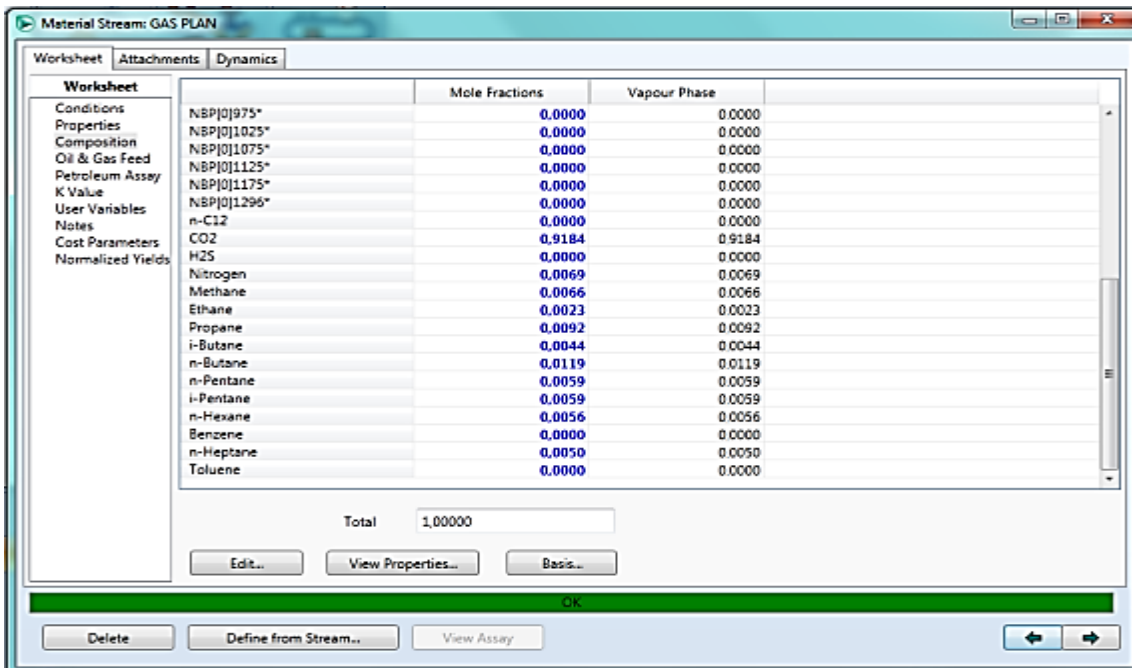
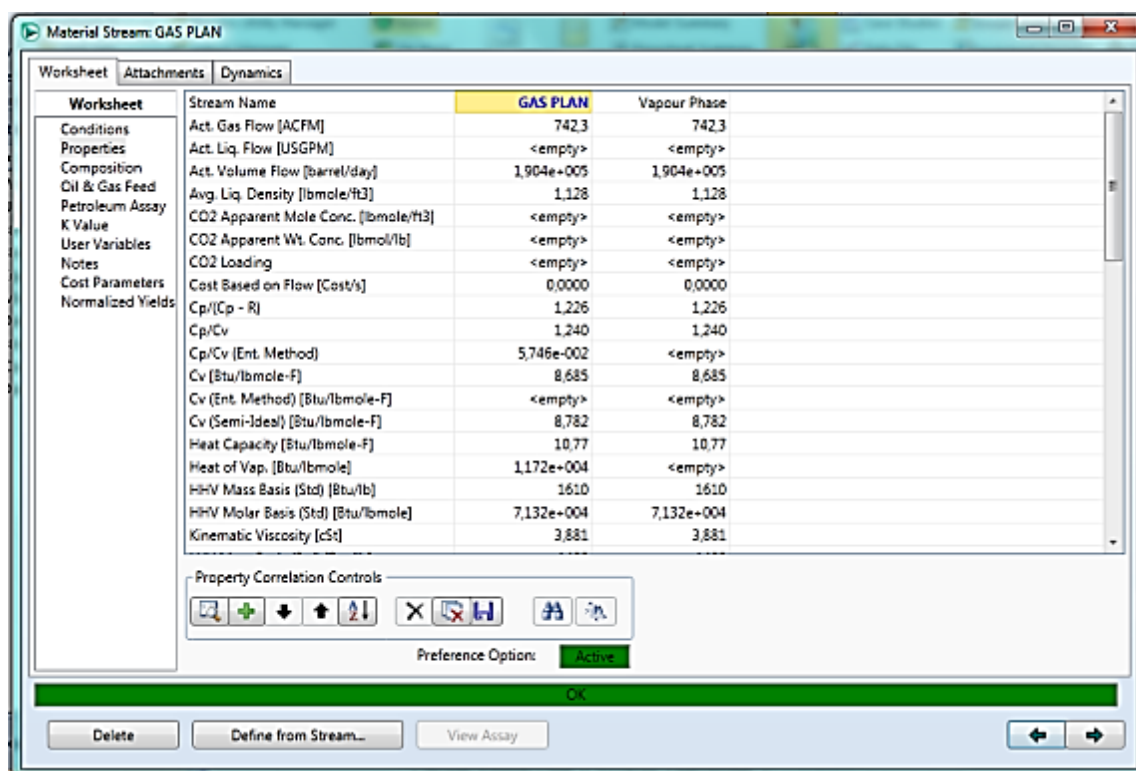


Figura 46. Fracción Molar de la composición.

Fuente: Software de simulación HYSYS

El simulador de proceso HYSYS, una vez que se ha ingresado los datos de entrada: composición de las corrientes, presión, volumen y flujo, determina el resto de propiedades en cada una de las corrientes.

Entonces nos devuelve los siguientes datos:



The screenshot shows the 'Material Stream: GAS PLAN' window in HYSYS. The 'Worksheet' tab is active, displaying a table of properties for the 'GAS PLAN' stream. The table has two columns for 'Vapour Phase' and 'Liquid Phase' (implied by the context of the properties). The 'GAS PLAN' stream name is highlighted in yellow. Below the table are 'Property Correlation Controls' and 'Preference Options'.

Worksheet	Stream Name	GAS PLAN	Vapour Phase
Conditions	Act. Gas Flow [ACFM]	742.3	742.3
Properties	Act. Liq. Flow [USGPM]	<empty>	<empty>
Composition	Act. Volume Flow [barrel/day]	1.904e+005	1.904e+005
Oil & Gas Feed	Avg. Liq. Density [lbmole/ft ³]	1.128	1.128
Petroleum Assay	CO ₂ Apparent Mole Conc. [lbmole/ft ³]	<empty>	<empty>
K Value	CO ₂ Apparent Wt. Conc. [lbmol/lb]	<empty>	<empty>
User Variables	CO ₂ Loading	<empty>	<empty>
Notes	Cost Based on Flow [Cost/s]	0.0000	0.0000
Cost Parameters	Cp/(Cp - R)	1.226	1.226
Normalized Yields	Cp/Cv	1.240	1.240
	Cp/Cv (Ent. Method)	5.746e-002	<empty>
	Cv [Btu/lbmole-F]	8.685	8.685
	Cv (Ent. Method) [Btu/lbmole-F]	<empty>	<empty>
	Cv (Semi-Ideal) [Btu/lbmole-F]	8.782	8.782
	Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	10.77	10.77
	Heat of Vap. [Btu/lbmole]	1.172e+004	<empty>
	HHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	1610	1610
	HHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	7.132e+004	7.132e+004
	Kinematic Viscosity [cSt]	3.881	3.881

Figura 47. Resultados de la simulación

Fuente: Software de simulación HYSYS

Después de sacar los resultados, procedemos a simular en la interfaz del programa y notamos que las corrientes cambiaron de color celeste a azul.

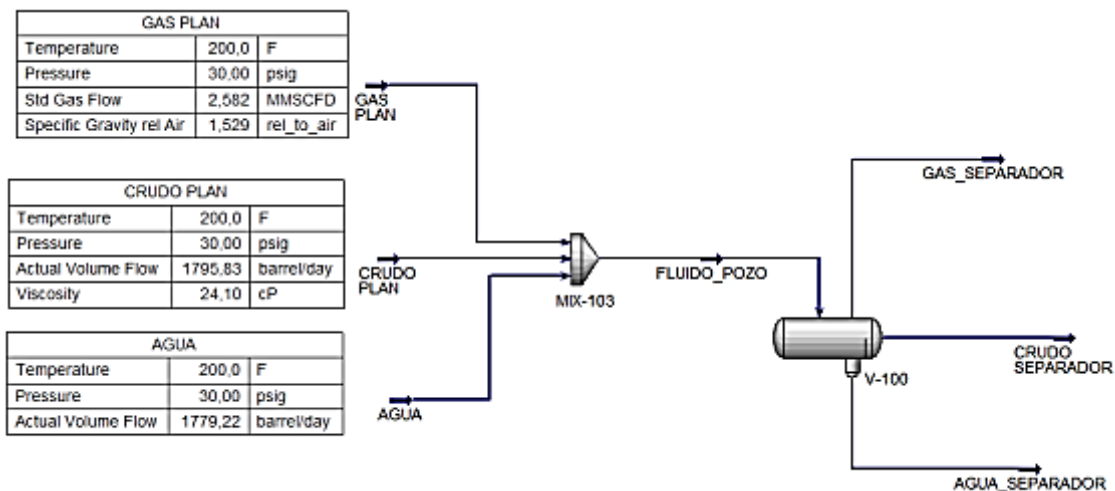


Figura 48. Simulación del Separador Trifásico.

Fuente: Software de simulación HYSYS

Ahora se procede a definir las propiedades del separador.

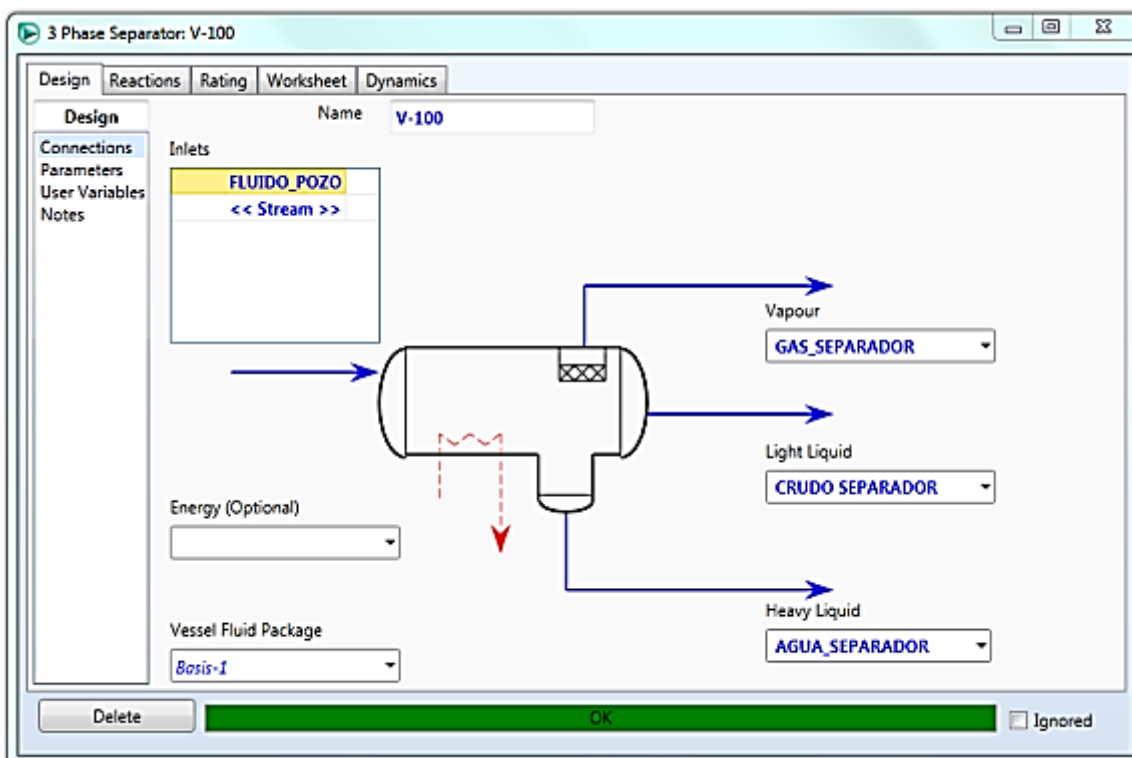


Figura 49. Propiedades del separador

Fuente: Software de simulación HYSYS

Con el fin de evaluar los cálculos desarrollados en la parte teórica se incluyen las dimensiones en la parte correspondiente de la ficha 'RATING'

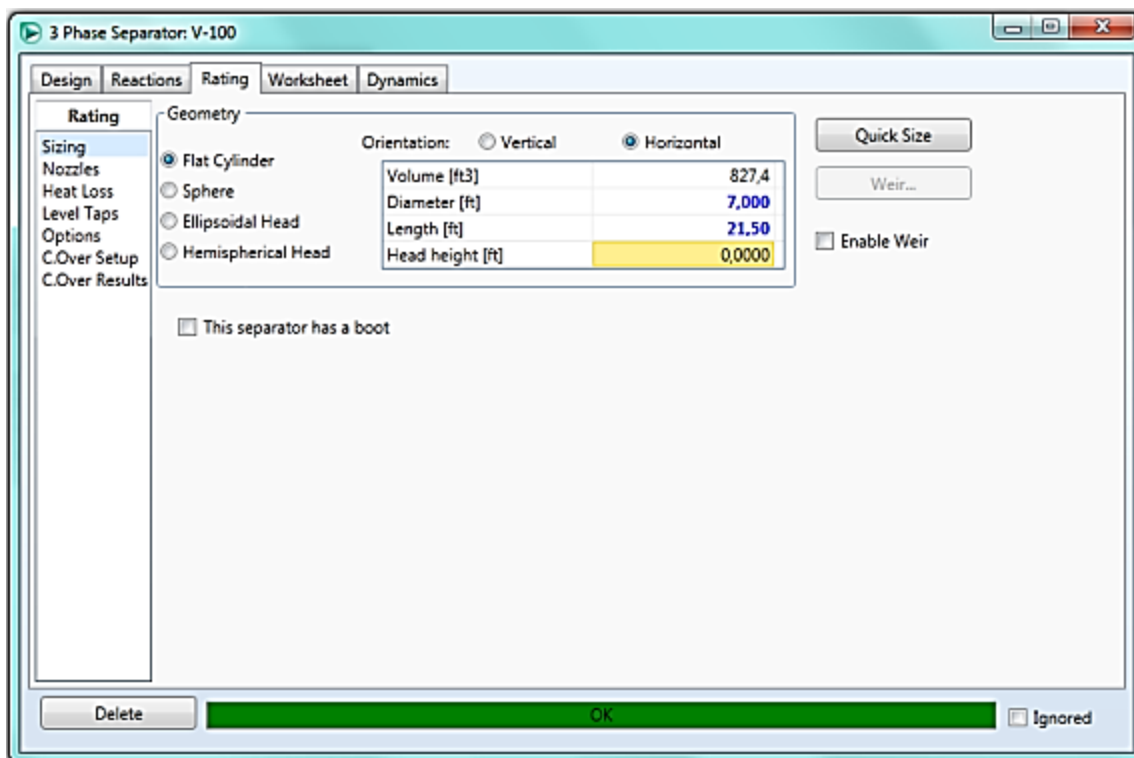


Figura 50. Dimensionamiento

Fuente: Software de simulación HYSYS

Para determinar la eficiencia del separador se procede a evaluar las corrientes de salida del separador y observar si existe arrastre de corrientes de fase; esto es gas en líquido o líquido en gas. Observar en la ficha Worksheet la propiedad Condition: en esta fase debe estar definido completamente la fase gas (0,0000) o líquido (1.0000). De no cumplirse esta premisa hay arrastre de fases.

Worksheet	Stream Name	GAS_SEPARADOR	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000	0,0000	0,0000
Properties	Temperature [F]	162,8	162,8	162,8	162,8
Composition	Pressure [psig]	30,00	30,00	30,00	30,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	2914	2914	0,0000	0,0000
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	1,212e+005	1,212e+005	0,0000	0,0000
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	1,027e+004	1,027e+004	0,0000	0,0000
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1,542e+005	-1,542e+005	-3,409e+005	-1,215e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	41,58	41,58	164,8	15,60
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-4,495e+008	-4,495e+008	0,0000	0,0000
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	9203	9203	0,0000	0,0000
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figura 51. Sistema de separación de gas

Fuente: Software de simulación HYSYS

Worksheet	Stream Name	CRUDO SEPARADOR	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Properties	Temperature [F]	162,8	162,8	162,8	162,8
Composition	Pressure [psig]	30,00	30,00	30,00	30,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	185,8	0,0000	185,8	0,0000
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	6,971e+004	0,0000	6,971e+004	0,0000
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	5074	0,0000	5074	0,0000
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-3,409e+005	-1,542e+005	-3,409e+005	-1,215e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	164,8	41,58	164,8	15,60
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-6,332e+007	0,0000	-6,332e+007	0,0000
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	5052	0,0000	5052	0,0000
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Figura 52. Sistema de separación de crudo

Fuente: Software de simulación HYSYS

Worksheet	Stream Name	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	162,8	162,8	162,8
Composition	Pressure [psig]	30,00	30,00	30,00
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	3823	0,0000	3823
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	6,893e+004	0,0000	6,893e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	4731	0,0000	4731
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1,215e+005	-1,542e+005	-1,215e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	15,60	41,58	15,60
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-4,644e+008	0,0000	-4,644e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	4650	0,0000	4650
	Fluid Package	Basis-1		
	Utility Type			

Figura 53. Sistema de separación de agua.

Fuente: Software de simulación HYSYS

De acuerdo a lo observado no hay arrastre de fases, por lo que se concluye que de no haber otra variable a ser evaluada, el separador trabaja eficientemente y es adecuado para la corriente de pozo analizada.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO Y COSTOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Cuando ya se han determinado los costos totales en que se incurrirá, para el desarrollo normal de las actividades en un periodo determinado (generalmente un año), es relevante establecer el costo unitario del bien a producir.

El costo unitario de un artículo cambia de acuerdo al nivel de producción.

Para producir intervienen muchos gastos, por lo que es necesario clasificarlos en fijos y variables, de acuerdo a la relación que tengan con el volumen de producción.

Los gastos fijos son los que determinan el funcionamiento de la empresa y son independientes del volumen de producción, verbigracia, salarios de los empleados, alquiler de locales, etc.

Los gastos variables son aquellos que cambian de acuerdo al nivel de producción, por ejemplo: los insumos, mano de obra directa, etc.

A continuación se presenta el presupuesto con el costo de fabricación de los separadores trifásicos diseñados en el capítulo III; con el que en base a precios unitarios se determinó el presupuesto.

Incluyendo un análisis económico del proyecto sustentando su viabilidad en el sector energético.

5.2 COSTOS UNITARIOS

Es el costo de producir una unidad de producto o de servicio, basado generalmente en promedios y tomando en consideración los costos de todos los factores productivos que intervienen en la producción.

En donde el costo unitario es un costo promedio para el período en consideración, y a nivel global, por tanto, corresponde a la suma de los costos unitarios de los insumos de producción tales como material directo, mano de obra directa, y costos indirectos de manufactura, en el caso del costo unitario de producción. También se puede obtener este costo a partir de los valores monetarios totales de los insumos de producción dividido en el número total de unidades producidas. Una expresión más general de este concepto puede incluir los costos de producción a objeto de obtener un costo unitario total.

Para la elaboración del presupuesto (precio unitario por kg de fabricación) se tomaron en cuenta los siguientes ítems:

- Costos de fabricación; como son los costos del cuerpo del separador, silletas, cabezas, orejas de izaje y aberturas.

- Dotación de material para el separador (vertical y horizontal), que incorpora; láminas de acero y accesorios.
- Diseño de los separadores tomando como base el código ASME, sección VIII, división 1.
- Diseño y elaboración de partes internas, así como también la dotación de accesorios.
- Dotaciones de piezas consumibles, como por ejemplo: electrodos, pintura, placas de rayos "X", materiales fungibles, costos de equipos empleados en el montaje y fabricación.

El análisis por precios unitarios permite establecer el costo aproximado que requiera la construcción de los separadores diseñados en el capítulo III. En el informe se identifica el costo unitario de los ítems considerados en cada uno de los procesos involucrados en la fabricación de los separadores.

Así mismo, los procesos que se detallan son los involucrados en la fabricación de los separadores en un tiempo determinado. Es decir, cada uno de estos procedimientos tiene un tiempo de cumplimiento con la finalidad de establecer el factor del costo de los rubros involucrados; denominados también como rendimiento, factor primordial para el análisis de costos.

El rendimiento es un parámetro de difícil evaluación, depende de diversos factores como:

- Capacidad física

- Habilidad natural
- Edad

Para la determinación del coeficiente de mano de obra que se aplican al costo, deben basarse fundamentalmente en recopilaciones estadísticas y también la experiencia, la cual deberá de mantenerse actualizada con revisiones periódicas, aunque siempre se recomienda a la primera opción para que no se preste a malos manejos de la información.

Los ítems involucrados en la fabricación de los separadores son:

- Suministro de acero.
- Fabricación de cilindros.
- Fabricación de cabezas.
- Fabricación de silletas.
- Instalación de aberturas y orejas de izaje.
- Instalación del sistema y conformación total del recipiente.
- Inspección y recepción.
- Suministros, accesorios y parte interna.

En las tablas detalladas a continuación, se cuantificarán cada uno de los procedimientos requeridos para la fabricación de los separadores diseñados en este proyecto de grado.

Tabla 8

Dotación acero estructural

Rubro: DOTACIÓN ACERO ESTRUCTURAL						
Código	PJL01					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	1000					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Pintura	Gln	0,003	25	0,075000	1,3%
2	Plancha de acero	Kg	2,90	2	5,80000	96,8%
Subtotal (X)					5,875000	98,0%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)=(C/R)	%
3	Montacargas	1	48	48	0,048	0,8%
4	Herramienta menor	2	1	2	0,002	0,0%
5	Máquina universal de ensayos	1	35	35	0,035	0,6%
Subtotal (Y)					0,09	1,4%
MANO DE OBRA						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)=(C/R)	%
6	Operador Montacarga	1	5	5	0,005	0,1%
7	Ayudante de Mecánica	2	1,7	3,4	0,003	0,1%
8	Ingeniero Senior	1	25	25	0,025	0,4%
Subtotal (Z)					0,03	0,6%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	5,99	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,300	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	0,503	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	1,359	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	0,408	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					8,564	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 9

Fabricación de cilindros

Rubro: FABRICACIÓN DE CILINDROS						
Código	PJL02					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	150					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Electrodo E6010	Kg	0,03	5	0,150	9,64%
2	Oxígeno-Acetileno	Kg	0,005	8	0,040	2,57%
3	Disco Desbastador	UNIDAD	0,007	4	0,028	1,80%
4	Fungibles	Kg	0,005	6	0,030	1,93%
Subtotal (X)					0,25	15,9%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
5	Moladora	3	1,7	5,1	0,034	2,19%
6	Roladora	1	75	75	0,500	32,1%
7	Soldadora 500 amp	1	20	20	0,133	8,6%
8	Soldadora 250 amp	1	14	14	0,093	6,0%
9	Carretilla hidraulica	1	2	2	0,013	0,86%
10	Herramienta menor	5	3	15	0,100	6,4%
Subtotal (Y)					0,87	56,2%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
11	Cortador Oxicorte	1	12	12	0,080	5,1%
12	Soldador ASME	1	14	14	0,093	6,0%
13	Ayudante de Soldador	3	5	15	0,100	6,4%
14	Armador	2	10	20	0,133	8,6%
15	Ayudante de montaje	1	4	4	0,027	1,7%
Subtotal (Z)					0,43	27,9%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	1,56	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,078	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	0,131	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	0,353	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	0,106	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					2,222	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 10

Fabricación de cabezas

Rubro: FABRICACIÓN DE CABEZAS						
Código	PJL03					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	50					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Electrodo E6010	Kg	0,050	5	0,250	5,74%
2	Electrodo E7018	Kg	0,03	6	0,180	4,13%
3	Oxígeno-Acetileno	Kg	0,005	8	0,040	0,92%
4	Disco Desbastador	UNIDAD	0,007	4	0,028	0,64%
5	Fungibles	Kg	0,005	6	0,030	0,69%
Subtotal (X)					0,53	12,1%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
6	Moladora	2	1,7	3,4	0,068	1,56%
7	Roladora	1	75	75	1,500	34,4%
8	Soldadora 500 amp	1	20	20	0,400	9,2%
9	Soldadora 250 amp	1	14	14	0,280	6,4%
10	Carretilla hidraulica	1	2	2	0,040	0,92%
11	Herramienta menor	4	3	12	0,240	5,5%
Subtotal (Y)					2,53	58,0%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
12	Cortador Oxicorte	1	12	12	0,240	5,5%
13	Soldador ASME	1	14	14	0,280	6,4%
14	Ayudante de Soldador	3	5	15	0,300	6,9%
15	Armador	2	10	20	0,400	9,2%
16	Ayudante de montaje	1	4	4	0,080	1,8%
Subtotal (Z)					1,30	29,8%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	4,36	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,218	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	0,366	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	0,988	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	0,296	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					6,224	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 11

Fabricación de silletas

Rubro: FABRICACIÓN DE SILLETAS						
Código	PJL04					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	20					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Electrodo E6010	Kg	0,070	5	0,350	2,17%
2	Acero A-36	Kg	3,100	2,5	7,750	47,99%
3	Oxígeno-Acetileno	Kg	0,005	8	0,040	0,25%
4	Disco Desbastador	UNIDAD	0,020	4	0,080	0,50%
5	Fungibles	Kg	0,040	9	0,360	2,23%
				Subtotal (X)	8,58	53,1%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
6	Moladora	2	1,7	3,4	0,170	1,05%
7	Roladora	1	75	75	3,750	23,2%
8	Soldadora 500 amp	1	20	20	1,000	6,2%
9	Herramienta menor	4	3	12	0,600	3,7%
				Subtotal (Y)	5,52	34,2%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
10	Cortador Oxicorte	1	12	12	0,600	3,7%
11	Soldador ASME	1	14	14	0,700	4,3%
12	Ayudante de Soldador	3	5	15	0,750	4,6%
				Subtotal (Z)	2,05	12,7%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	16,15	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,808	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	1,357	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	3,663	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	1,099	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					23,076	

Fuente:www.camicon.ec

Tabla 12

Instalación de Manhole, aberturas y orejas de izaje

Rubro: INSTALACIÓN DE MANHOLE, ABERTURAS Y OREJAS DE IZAJE						
Código	PJL05					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	34					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Oxígeno-Acetileno	Kg	0,006	8	0,048	1,19%
2	Disco Desbastador	UNIDAD	0,007	4	0,028	0,69%
3	Fungibles	Kg	0,050	10	0,500	12,41%
				Subtotal (X)	0,58	14,3%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
4	Moladora	2	1,7	3,4	0,100	2,48%
5	Roladora	1	75	75	2,206	54,8%
6	Herramienta menor	4	3	12	0,353	8,8%
				Subtotal (Y)	2,66	66,0%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
7	Cortador Oxicorte	1	12	12	0,353	8,8%
8	Ayudante de Soldador	3	5	15	0,441	11,0%
				Subtotal (Z)	0,79	19,7%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	4,03	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,201	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	0,338	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	0,914	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	0,274	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					5,757	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 13

Instalación de acoples y estructuración total de los separadores

Rubro: INSTALACIÓN DE ACOPLES Y ESTRUCTURACIÓN TOTAL DE LOS SEPARADORES						
Código	PJL06					
Unidad	kg					
Rendimiento (R): (kg/h)	50					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Electrodo E6010	Kg	1,000	5	5,000	29,14%
2	Electrodo E7018	Kg	1,000	7	7,000	40,79%
3	Acero SA-157	Kg	0,120	2,5	0,300	1,75%
4	Fungibles	UNIDAD	0,040	18	0,720	4,20%
5	Pintura	Lt	0,200	7	1,400	8,16%
				Subtotal (X)	14,42	84,0%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
6	Compresor	4	9	36	0,720	4,2%
7	Soldadora 500 amp	1	20	20	0,400	2,3%
8	Carretilla hidraulica	2	7	14	0,280	1,63%
9	Herramienta menor	6	5	30	0,600	3,5%
				Subtotal (Y)	2,00	11,7%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
10	Instrumentista	1	8	8	0,160	0,9%
11	Soldador ASME	1	14	14	0,280	1,6%
12	Ayudante de Soldador	3	5	15	0,300	1,7%
				Subtotal (Z)	0,74	4,3%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	17,16	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	0,858	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	1,441	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	3,892	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	1,168	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					24,519	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 14

Inspección

Rubro: INSPECCIÓN						
Código	PJL07					
Unidad	Integral					
Rendimiento (R): (UNIDAD/h)	0,02					
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
1	Fungibles	UNIDAD	1,0	17	17	0,17%
2	Placas Radiográficas	m	13,0	7	91	0,92%
				Subtotal (X)	108,0	1,1%
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
3	Bomba Manual	2	38	76	3800	38,5%
4	Equipo de radiografía	3	15	45	2250	22,8%
5	Montacargas	2	5	10	500	5,07%
6	Herramienta menor	5	4	20	1000	10,1%
				Subtotal (Y)	7.550,0	76,6%
Mano de Obra						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
7	Ingeniero	1	24	24	1200	12,2%
8	Ayudante de montaje	2	10	20	1000	10,1%
				Subtotal (Z)	2.200,0	22,3%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	9.858,0	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%xS]	492,900	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%x(S+D)]	828,072	
(F) UTILIDAD				[20%x(S+D+E)]	2235,794	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%x(S+D+E+U)]	670,738	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					14.085,505	

Fuente: www.camicon.ec

Tabla 15

Accesorios y partes internas

Rubro: ACCESORIOS Y PARTES INTERNAS						
Código	PJL08					
Unidad	Integral					
Rendimiento (R): (UNIDAD/h)	1					
EQUIPOS						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)=(C/R)	%
1	Herramienta Menor	80	40,0	3200	3200	3,63%
2	Soldadura 500 amp	15	8,0	120	120	0,14%
				Subtotal (X)	3.320,0	3,8%
MATERIALES						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD (A)	UNITARIO (B) (USD)	COSTO UNITARIO (C)=(A)*(B)	%
3	Válvula de drenaje de líquido	UNIDAD	2	1850	3700	4,2%
4	Válvula de evacuación de líquido	UNIDAD	2	1320	2640	3,0%
5	Manifold de válvulas de alivio de presión	UNIDAD	4	6550	26200	29,7%
6	Válvula de extracción de gas	UNIDAD	2	2225	4450	5,0%
7	Brida ciega A-105 20" ANSI 300	UNIDAD	4	585	2340	2,7%
8	Brida A-105 WN RF 3" ANSI 300 SCH40	UNIDAD	26	265	6890	7,8%
9	Acoples de 300 lb	UNIDAD	6	195	1170	1,3%
10	Tubo 20" SCH 40	m	0,7	420	294	0,3%
11	Tubo 8" SCH 40	m	1	120	120	0,1%
12	Tubo 6" SCH 40	m	1	90	90	0,1%
13	Baffles con soportería	UNIDAD	6	650	3900	4,4%
14	Deflector de ingreso	UNIDAD	2	450	900	1,0%
15	Placa antiespuma	UNIDAD	6	220	1320	1,5%
16	Rompe vortices	UNIDAD	8	150	1200	1,4%
17	switch de nivel	UNIDAD	4	850	3400	3,9%
18	Eliminador de niebla	UNIDAD	2	1800	3600	4,1%
19	Sensor de nivel emisor	UNIDAD	4	2500	10000	11,3%
20	Malla coalescedora	UNIDAD	2	4950	9900	11,2%
				Subtotal (Y)	82.114,0	93,1%
MANO DE OBRA						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (A)	TARIFA (B)	COSTO HORA (C)=(A)*(B)	COSTO UNITARIO (H)= (C/R)	%
21	Operario	520	2,26	1175,2	1175	1,3%
22	Soldador Primera	480	2,08	998,4	998	1,1%
23	Ayudante de soldador	380	1,65	627	627	0,7%
				Subtotal (Z)	2.800,6	3,2%
TOTAL COSTOS DIRECTOS				S=X+Y+Z	88.234,6	100,0%
COSTOS INDIRECTOS						
(D) GASTOS ADMINISTRATIVOS				[5%*S]	4411,730	
(E) GASTOS FINANCIEROS				[8%*(S+D)]	7411,706	
(F) UTILIDAD				[20%*(S+D+E)]	20011,607	
(G) FISCALIZACIÓN				[5%*(S+D+E+U)]	6003,482	
PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG					126.073,126	

Tabla 16

Desglose de costos directos

DESGLOSE DE COSTOS DIRECTOS							
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	EQUIPO	MANO DE OBRA	MATERIALES	TOTAL
PJL01	DOTACIÓN ACERO ESTRUCTURAL	kg	26637,75	2264,21	889,70	156496,78	159650,69
PJL02	FABRICACIÓN DE CILINDROS	kg	22027,50	19252,04	9545,25	5462,82	11172,00
PJL03	FABRICACIÓN DE CABEZAS	kg	4610,25	11654,71	5993,33	2434,21	6927,00
PJL04	FABRICACIÓN DE SILLETAS	kg	562,50	3105,00	1153,13	4826,25	2113,00
PJL05	INSTALACIÓN DE MANHOLE, ABERTURAS Y OREJAS DE IZAJE	kg	1091,25	2901,44	866,58	628,56	1726,00
PJL06	INSTALACIÓN DE ACOPLER Y ESTRUCTURACIÓN TOTAL DE LOS SEPARADORES	kg	3480,75	6961,50	2575,76	50192,42	10903,00
PJL07	INSPECCIÓN Y RECEPCIÓN	global	1	7550,00	2200,0	108,00	5030,00
PJL08	ACCESORIOS Y PARTES INTERNAS	global	1	2800,60	2800,60	82114,00	42077,00
			Total	56489,50	26024,34	302263,04	239598,69
COSTOS INDIRECTOS							
(D)	GASTOS ADMINISTRATIVOS			[5%xS]	11979,93		
(E)	GASTOS FINANCIEROS			[8%x(S+D)]	20126,29		
(F)	UTILIDAD			20%x(S+D+E)]	54340,983		
(G)	FISCALIZACIÓN			5%x(S+D+E+U	16302,295		
	PRECIO UNITARIO TOTAL-USD/KG				342.348,19		

Realizado por: Jairo Chávez

Fuente: www.camicon.ec

5.3 ANÁLISIS DE COSTOS

A continuación se detallan los ítems tomados en cuenta, para el análisis de costos:

- Inversión Inicial del Proyecto (P)
- Valor Actual neto (VAN)
- Tasa Interna de retorno (TIR)
- Relación Costo- Beneficio (RCB)

5.3.1 Inversión Inicial del proyecto

Calcular el dinero necesario para poner en marcha un proyecto, requiere de conocimiento del tema, así como también la inversión inicial permite detectar las necesidades de financiamiento, reevaluar el proyecto o guiar los gastos reales. El negocio requiere cierta investigación del mercado local y el esbozo de un plan de negocios que refleje las decisiones que impactarán en los números.

En las tablas detalladas previamente en este capítulo nos dice que la inversión inicial para la construcción de los dos separadores asciende a 342.348,19 dólares.

5.3.2 Valor Actual neto (VAN)

Para la determinación del valor actual neto, aplicamos la siguiente ecuación:

$$VAN = Inv. + \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^n}$$

Inv.: Inversión en el período cero.

n : número de periodos de la inversión.

FNC : flujo neto de caja

i : tasa de actualización (TMAR)

Parámetros de condicionamiento:

- $VAN > 0$, el proyecto es viable
- $VAN = 0$, se recupera solo la inversión
- $VAN < 0$, el proyecto no es rentable

5.3.3 Tasa interna de retorno (TIR)

También denominada tasa de rentabilidad, se expresa en porcentaje y es el producto de la reinversión de los flujos de efectivo dentro del sistema financiero del negocio.

Hay que tener en cuenta que la TIR no maximiza la inversión pero si maximiza la rentabilidad.

Ecuación:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^n} = 0$$

FNC : flujo neto de caja

n : número de periodos de la inversión.

Parámetros de condicionamiento:

- $TIR > i$, el proyecto es viable.

- $TIR < i$, el proyecto se debe rechazar pues no cumple con los mínimos parámetros requeridos.

5.3.4 Costo/Beneficio (B/C)

El análisis de costo-beneficio es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto.

Este método se aplica a obras sociales, proyectos colectivos o individuales, empresas privadas, planes de negocios, etc., prestando atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales y/o económicas.

$$B/C = \frac{\text{ingresos}}{\text{inversión} + \text{egresos}}$$

De acuerdo con este criterio, la inversión en un proyecto productivo es aceptable si el valor de la Relación Beneficio/Costo es mayor o igual que 1.0. Al obtener un valor igual a 1.0 significa que la inversión inicial se recuperó satisfactoriamente después de haber sido evaluado a una tasa determinada, y quiere decir que el proyecto es viable, si es menor a 1 no presenta rentabilidad, ya que la inversión del proyecto jamás se pudo recuperar en el periodo establecido evaluado a una tasa determinada; en cambio si el proyecto es mayor a 1.0 significa que además de recuperar la inversión y

haber cubierto la tasa de rendimiento se obtuvo una ganancia extra, un excedente en dinero después de cierto tiempo del proyecto.³²

Tabla 17

Viabilidad del proyecto

VIABILIDAD DEL PROYECTO	INDICADOR		
	VAN	TIR	B/C
DISPLICENTE	VAN=0	TIR=i	B/C=1
VIABLE	VAN>0	TIR>i	B/C>1
NO VIABLE	VAN<0	TIR<i	B/C<1

Fuente: www.pymesfuturo.com

Egresos:

Los costos de producción se aproximan a \$ 9,50 USD por barril, correspondientes a la zona de explotación para la que se diseñan los separadores.

Ingresos:

Para determinar el flujo de ingresos, nos basamos en la producción mensual de barriles de petróleo aproximados, tomando en cuenta el continuo cambio en el precio del barril de petróleo, tomamos en cuenta tres escenarios para el análisis:

- Precio del barril de petróleo 100 USD/barril
- Precio del barril de petróleo 43 USD/barril

³² Fuente: Contabilidad de Costos: Herramienta para la toma de decisiones. Mc Graw Hill

- Precio del barril de petróleo 35 USD /barril

Análisis:

Para determinar los indicadores económicos VAN, TIR, B/C, partimos del flujo de caja, conociendo la inversión inicial, egresos e ingresos, y tomando en cuenta tres escenarios económicos, las tablas son las siguientes:

Tabla 18

Cálculo del VAN, TIR, B/C del proyecto, precio del barril de petróleo 100 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
01-jul	1	0	0	0	0	342348,19	0	-342348,19
01-ago	2	1	869,32	26079,6	2607960	0	247756,2	2360203,8
01-sep	3	2	876,53	26295,9	2629590	0	249811,05	2379778,95
01-oct	4	3	782,8	23484	2348400	0	223098	2125302
01-nov	5	4	844,6	25338	2533800	0	240711	2293089
01-dic	6	5	867,26	26017,8	2601780	0	247169,1	2354610,9
01-ene	7	6	850,78	25523,4	2552340	0	242472,3	2309867,7
01-feb	8	7	854,9	25647	2564700	0	243646,5	2321053,5
01-mar	9	8	842,54	25276,2	2527620	0	240123,9	2287496,1
01-abr	10	9	829,15	24874,5	2487450	0	236307,75	2251142,25
01-may	11	10	820,91	24627,3	2462730	0	233959,35	2228770,65
01-jun	12	11	670,53	20115,9	2011590	0	191101,05	1820488,95
01-jul	13	12	703,49	21104,7	2110470	0	200494,65	1909975,35
				294384,3	29438430		2796650,85	26299430,96

Fuente: Estudio de la producción en pozos con completaciones dobles en los campos Cuyabeno y Shushufindi, para continuar con su implementación. Marco Patricio Salazar Herrera

Tabla 19

Cálculo del VAN, TIR, B/C del proyecto, precio del barril de petróleo 43 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
01-jul	1	0	0	0	0	342348,19	0	-342348,19
01-ago	2	1	869,32	26079,6	1121422,8	0	247756,2	873666,6
01-sep	3	2	876,53	26295,9	1130723,7	0	249811,05	880912,65
01-oct	4	3	782,8	23484	1009812	0	223098	786714
01-nov	5	4	844,6	25338	1089534	0	240711	848823
01-dic	6	5	867,26	26017,8	1118765,4	0	247169,1	871596,3
01-ene	7	6	850,78	25523,4	1097506,2	0	242472,3	855033,9
01-feb	8	7	854,9	25647	1102821	0	243646,5	859174,5
01-mar	9	8	842,54	25276,2	1086876,6	0	240123,9	846752,7
01-abr	10	9	829,15	24874,5	1069603,5	0	236307,75	833295,75
01-may	11	10	820,91	24627,3	1058973,9	0	233959,35	825014,55
01-jun	12	11	670,53	20115,9	864983,7	0	191101,05	673882,65
01-jul	13	12	703,49	21104,7	907502,1	0	200494,65	707007,45
				294384,3	12658524,9		2796650,85	9519525,86

Fuente: Estudio de la producción en pozos con completaciones dobles en los campos Cuyabeno y Shushufindi, para continuar con su implementación. Marco Patricio Salazar Herrera

Tabla 20

Cálculo del VAN, TIR, B/C del proyecto, precio del barril de petróleo 35 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
01-jul	1	0	0	0	0	342348,19	0	-342348,19
01-ago	2	1	869,32	26079,6	912786	0	247756,2	665029,8
01-sep	3	2	876,53	26295,9	920356,5	0	249811,05	670545,45
01-oct	4	3	782,8	23484	821940	0	223098	598842
01-nov	5	4	844,6	25338	886830	0	240711	646119
01-dic	6	5	867,26	26017,8	910623	0	247169,1	663453,9
01-ene	7	6	850,78	25523,4	893319	0	242472,3	650846,7
01-feb	8	7	854,9	25647	897645	0	243646,5	653998,5
01-mar	9	8	842,54	25276,2	884667	0	240123,9	644543,1
01-abr	10	9	829,15	24874,5	870607,5	0	236307,75	634299,75
01-may	11	10	820,91	24627,3	861955,5	0	233959,35	627996,15
01-jun	12	11	670,53	20115,9	704056,5	0	191101,05	512955,45
01-jul	13	12	703,49	21104,7	738664,5	0	200494,65	538169,85
				294384,3	10303450,5		2796650,85	7164451,46

Fuente: Estudio de la producción en pozos con completaciones dobles en los campos Cuyabeno y Shushufindi, para continuar con su implementación. Marco Patricio Salazar Herrera

5.4 RESULTADOS

De acuerdo al análisis de los indicadores económicos, se establece lo siguiente:

Tabla 21

Resultado del análisis

	INDICADOR	VAN	TIR	B/C
	VIABLE	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
PRECIO	100 USD/Baril	342348,19	689%	9,38
	43 USD/Baril	150567,13	254%	4,03
	35 USD/Baril	86456,14	193%	3,28

Realizado por: Jairo Chávez

Los indicadores económicos establecen al proyecto como viable, por lo tanto la construcción e implementación de los dos separadores de petróleo son adecuados para el medio.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Tomando en cuenta parámetros como, flujo de fase dispersa, presión de operación, gravedad específica del agua, presión de diseño, viscosidad, gravedad específica del crudo, que son análisis que se toman en cuenta en la ingeniería básica, concluimos que las partes internas no pueden ser diseñadas, estas son exclusivas del fabricante, que construye en base a los parámetros mencionados anteriormente.
- La relación de esbeltez más común es entre 3 y 5, siendo los más adecuados para la construcción del separador horizontal. Normalmente, los separadores con diámetro más pequeño y longitud más larga son menos costosos que un separador de diámetro más grande y longitud más pequeña. Por lo tanto, se selecciona un separador con diámetro 84 pulgadas, longitud efectiva de 16.1 ft y longitud de costura de 21.5 ft.
- Los espesores calculados en el diseño mecánico del capítulo III, son directamente relacionados de acuerdo a su esfuerzo máximo permisible del material, que es uno de los parámetros más importantes a considerar para asegurar el buen funcionamiento de los equipos.

- Tomando en cuenta los resultados del fluido con el que se diseñaron los separadores, determinamos que el diseño de los equipos es óptimo para ambos casos, ya que presenta un 50% de gas y la otra mitad de crudo, que se adaptarían a las necesidades principales del cliente según su requerimiento e interés.
- El análisis que se hizo en el capítulo V, es decir de costos unitarios, corresponde a un monto que implica la cotización de costos que corresponden a 342.348,19 USD en el mercado local real, y que en base a parámetros como Inversión inicial, VAN, TIR, Costo Beneficio, se determinó la viabilidad del proyecto para un periodo establecido de recuperación de capital de 1 año.

6.2 RECOMENDACIONES

- De acuerdo a los requerimientos que se prevea, se recomienda comprobar las características de separación reales a las características diseñadas (Q_w :5000BPPD, Q_o :5000BWPD, Q_g : 2.4 MMSCFD) en este proyecto para verificar su eficiencia.
- En el instante de la puesta en funcionamiento se recomienda verificar la presión de operación del separador en cuestión (44,7 psi), así como la presión de apertura de la válvula de seguridad, el controlador de presión se debe colocar al 75% de la presión normal de trabajo.

REFERENCIAS

BIBLIOGRÁFICAS:

- API 12J Specification for Oil and Gas Separators
- Megyesy, Eugene, "Pressure Vessel Handbook". Limusa, 2001
- Ken Arnold, Maurice Stewart, "Surface Production Operations", Volume 2
- Diseño de un Separador de Producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito Amazónico; Verónica Benítez, Pablo Olmedo, Tesis EPN, Quito 2011
- Mc Graw Hill, "Herramienta para la toma de decisiones". 2012
- Julio A. Villamizar, "Separadores de Producción", SENA, 2011.
- Juan Manuel Estrada, "Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión", 2001
- HYSYS SOFTWARE, Hysys Hyprotech, versión 2014, "User Guide", Plant Lifecycle Solutions, Guía del Usuario.
- PETROECUADOR, Unidad de Relaciones Institucionales, "Glosario de la industria Petrolera", Diciembre 2005.
- PETROPRODUCCIÓN, "Proyecto Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle Área Libertador", (PDF), Propuestas de mejoras Estación Pichincha, Quito 2009.
- www.Clubensayos.com