

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“DISEÑO DE UN SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO PARA
UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE 2.5 MMSCFD DE
GAS NATURAL Y 5500 BPD DE CRUDO LIVIANO.
EMPRESA EXSOL ENGINEERING S.A.C”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA
OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

JESSICA ELIZABETH PINEDO OCAMPO

Callao, Julio del 2021

PERÚ

MSC. Ing. Gustavo Ordoñez Cárdenas
Reg. CIP 30887
ASESOR.

(Resolución N° 012-2021-C.F.-FIME. del 19 de enero de 2021)

ACTA N° 011 DE EXPOSICIÓN DE INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL DEL I CICLO TALLER PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO E INGENIERO EN ENERGIA

LIBRO 001, FOLIO N° 059, ACTA N° 011 DE EXPOSICIÓN DE INFORME DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL DEL I CICLO TALLER PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

A los 08 días del mes julio, del año 2021, siendo las **21:40 horas**, se reunieron, en la sala meet: <https://meet.google.com/ypx-xsbx-dxh>, el **JURADO EVALUADOR DE INFORME FINAL** para la obtención del TÍTULO profesional de **Ingeniero en Energía de la Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:


- | | | |
|--|---|------------|
| ▪ Dr. Palomino Correa, Juan Manuel | : | Presidente |
| ▪ Mg. Caldas Basauri, Alfonso Santiago | : | Secretario |
| ▪ Mg. Blas Zarzosa Adolfo Orlando | : | Vocal |
| ▪ Mg. Collante Huanto, Andrés | : | Suplente |

Se dio inicio al acto de exposición de informe de trabajo para titulación del Bachiller **PINEDO OCAMPO. JESSICA ELIZABETH**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de Ingeniero en Energía sustenta la tesis titulada "**DISEÑO DE UN SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO PARA UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE 2.5 MMSCFD DE GAS NATURAL Y 5500 BPD DE CRUDO LIVIANO EMPRESA EXSOL ENGINEERING S.A.C.**", cumpliendo con la sustentación en acto público, de manera no presencial a través de la Plataforma Virtual, en cumplimiento de la declaración de emergencia adoptada por el Poder Ejecutivo para afrontar la pandemia del Covid-19, a través del D.S. N° 044-2020-PCM y lo dispuesto en el DU N° 026-2020 y en concordancia con la Resolución del Consejo Directivo N° 039-2020-SUNEDU-CD y la Resolución Viceministerial N° 085-2020-MINEDU, que aprueba las "Orientaciones para la continuidad del servicio educativo superior universitario";

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la sustentación de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición, y la absolución de las preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, acordó: Dar por **APROBADO** con la escala de calificación cualitativa **BUENO** y calificación cuantitativa **15 (Quince.)**, la presente Tesis, conforme a lo dispuesto en el Art. 27 del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 245-2018- CU del 30 de Octubre del 2018.

Se dio por cerrada la Sesión a las **22:10 hors** del día 08 de julio del 2021.


.....
Dr. Juan Manuel Palomino Correa
Presidente de Jurado


.....
Mg. Alfonso Santiago Caldas Basauri
Secretario de Jurado


.....
Mg. Adolfo Orlando Blas Zarzosa
Vocal de Jurado


.....
Mg. Andrés Collante Huanto
Suplente de jurado

DEDICATORIA

A mi madre y padre por brindarme su apoyo incondicional en todo momento. Y a mi hijo Alexis por su comprensión y cariño.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor, amigos y sobre todo a mi alma mater Facultad de Ingeniería Mecánica y Energía. Todos ellos fueron mi guía para poder culminar el presente informe.

Asimismo, a mi buen amigo Freddy quien compartió sus conocimientos y experiencias en el mundo de la ingeniería.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	6
I. ASPECTOS GENERALES.....	8
1.1. Objetivos	9
1.1.1. Objetivo General.....	9
1.1.2. Objetivos Específicos.....	9
1.2. Organización de la empresa o institución.....	9
1.2.1. Antecedentes históricos.....	9
1.2.2. Filosofía Empresarial	12
1.2.3. Estructura Organizacional	14
II. FUNDAMENTOS DE LA EXPERIENCIA PROFESIONAL	19
2.1. Marco teórico	19
2.1.1. Bases teóricas	19
2.1.2. Aspectos Normativos	88
2.1.3. Simbología Técnica	89
2.2. Descripción de las actividades desarrolladas.....	93
2.2.1. Etapas de las actividades.....	93
2.2.2. Diagrama de flujo.....	95
2.2.3. Cronograma de actividades.....	96
III. APORTES REALIZADOS	97
3.1. Planificación, ejecución y control de etapas	97
3.2. Evaluación técnico - económico	139
3.2.1. Presupuesto del Proyecto	139
3.2.2. Análisis Beneficio/Costo (B/C)	142
3.3. Análisis de resultados	147
IV. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	150
4.1. Discusión	150
4.2. Conclusiones	151
V. RECOMENDACIONES	153
VI. BIBLIOGRAFÍA.....	154
ANEXOS	155

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1.1 EXSOL ENGINEERING S.A.C	10
Figura N° 1.2 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EXSOL ENGINEERING S.A.C	15
Figura N° 2.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN	24
Figura N° 2.2 VÁLVULA MULTIPUERTO	25
Figura N° 2.3 TANQUE DE LAVADO	26
Figura N° 2.4 TANQUE DE ALMACENAMIENTO	27
Figura N° 2.5 FLARE EN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO	28
Figura N° 2.6 CALENTADORES.....	29
Figura N° 2.7 TRATADORES TÉRMICOS	29
Figura N° 2.8 KNOCKOUT DRUM.....	30
Figura N° 2.9 BOMBAS DE TRANSFERENCIA	31
Figura N° 2.10 BOMBAS DE TRANSFERENCIA	32
Figura N° 2.11 BOMBAS BOOSTER.....	33
Figura N° 2.12 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UNA FACILIDAD DE SUPERFICIE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	34
Figura N° 2.13 ETAPAS DE SEPARACIÓN.....	37
Figura N° 2.14 VISTA DE CORTE – SEPARADOR HORIZONTAL BIFÁSICO.....	39
Figura N° 2.15 VISTA DE CORTE – SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO	40
Figura N° 2.16 DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO PLACA DEFLECTORA.....	43
Figura N° 2.17 DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO CICLÓN	43
Figura N° 2.18 DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO CODO	44
Figura N° 2.19 EXTRACTOR DE NIEBLA – TIPO MALLA DE ALAMBRE	45
Figura N° 2.20 EXTRACTOR DE NIEBLA – TIPO PLACAS	46
Figura N° 2.21 TÍPICO DE ROMPEDOR DE VÓRTICE	47
Figura N° 2.22 DIAGRAMA ESFUERZO VS DEFORMACIÓN DEL ACERO	64
Figura N° 2.23 UBICACIONES DE JUNTAS TÍPICAS SOLDADAS (CATEGORÍAS A, B, C Y D)	69
Figura N° 2.24 ESFUERZOS ACTUALES EN UN CILINDRO	71
Figura N° 2.25 CABEZA ELÍPTICA 2:1	74
Figura N° 2.26 CORTE TRANSVERSAL DE BOQUILLA EN RECIPIENTE CON PLANCHA DE REFUERZO.....	78
Figura N° 2.27 OREJA DE IZAJE, FUERZAS Y DIMENSIONES	84
Figura N° 2.28 ETAPAS DEL PROYECTO	95
Figura N° 3.1 DIMENSIONES DE OREJA DE IZAJE	115

Figura N° 3.2 VISTA LATERAL – DESVIADOR DE ENTRADA	116
Figura N° 3.3 VISTA SUPERIOR – DESVIADOR DE ENTRADA.....	117
Figura N° 3.4 EXTRACTOR DE NIEBLA SELECCIONADO.....	118
Figura N° 3.5 ROMPEDOR DE VÓRTICE	119
Figura N° 3.6 SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO EN PV ELITE	120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1 GRAVEDAD °API DEL PETRÓLEO CRUDO.....	19
Tabla N° 2.2 CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES.....	38
Tabla N° 2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES	41
Tabla N° 2.4 TIEMPO DE RETENCIÓN PARA UN SEPARADOR BIFÁSICO	51
Tabla N° 2.5 CLASIFICACIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN	56
Tabla N° 2.6 PROPIEDADES DE MATERIALES	61
Tabla N° 2.7 TIPOS DE ESFUERZOS Y MÓDULOS DE ELASTICIDAD EN MATERIALES	63
Tabla N° 2.8 EFICIENCIAS MÁXIMAS ADMISIBLES DE JUNTAS SOLDADAS CON ARCO Y GAS.....	70
Tabla N° 2.9 REQUERIMIENTOS DE ESPESOR MINIMO DE BOQUILLAS.....	77
Tabla N° 2.10 FÓRMULAS PARA CALCULAR EL ÁREA REQUERIDA Y DISPONIBLE – SIN REFUERZO	79
Tabla N° 2.11 FÓRMULAS PARA CALCULAR EL ÁREA REQUERIDA Y DISPONIBLE – CON REFUERZO.....	81
Tabla N° 2.12 DIMENSIONES MÍNIMAS PARA OREJAS DE IZAJE	83
Tabla N° 2.13 SIMBOLOGÍA DE EQUIPOS ESTÁTICOS Y ROTATIVOS	90
Tabla N° 2.14 SIMBOLOGÍA DE ACCESORIOS DE TUBERÍA Y MISCELÁNEOS.....	91
Tabla N° 2.15 SIMBOLOS BÁSICOS DE SOLDADURA.....	92
Tabla N° 2.16 ETAPAS DEL PROYECTO.....	94
Tabla N° 2.17 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	96
Tabla N° 3.1 PROPIEDADES DE MEZCLA	98
Tabla N° 3.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN	98
Tabla N° 3.3 PARÁMETROS DE DISEÑO MECÁNICO.....	99
Tabla N° 3.4 RESUMEN DE CÁLCULOS REALIZADOS.....	104
Tabla N° 3.5 RELACIÓN DE BOQUILLAS	108
Tabla N° 3.6 RESUMEN DE CÁLCULOS MANUALES PARA ESPESORES DE BOQUILLAS	113
Tabla N° 3.7 CÁLCULO DE LAS OREJAS DE IZAJE	114
Tabla N° 3.8 RESULTADOS - CILINDRO	121
Tabla N° 3.9 RESULTADOS - CABEZAL SUPERIOR	122
Tabla N° 3.10 RESULTADOS - CABEZAL INFERIOR	123
Tabla N° 3.11 RESULTADOS - BOQUILLA N1-6in	124
Tabla N° 3.12 RESULTADOS - BOQUILLA N2-6in	125
Tabla N° 3.13 RESULTADOS - BOQUILLA N3-2in	126

Tabla N° 3.14 RESULTADOS - BOQUILLA C1A - 1 in.....	127
Tabla N° 3.15 RESULTADOS - BOQUILLA C1B-1in	128
Tabla N° 3.16 RESULTADOS - BOQUILLA C2A-1in	129
Tabla N° 3.17 RESULTADOS - BOQUILLA C2B&C3-1in.....	130
Tabla N° 3.18 RESULTADOS - BOQUILLA N4-2in	131
Tabla N° 3.19 RESULTADOS - FALDÓN	132
Tabla N° 3.20 RESULTADOS - PLANCHA BASE.....	133
Tabla N° 3.21 ESFUERZOS Y RATIOS DE LOS CÁLCULOS DE PLANCHA BASE.....	134
Tabla N° 3.22 COSTO DE INGENIERÍA.....	139
Tabla N° 3.23 COSTO DE MATERIALES	140
Tabla N° 3.24 COSTO DE FABRICACIÓN.....	141
Tabla N° 3.25 COSTO TOTAL DEL SEPARADOR.....	141
Tabla N° 3.26 DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 72 USD	143
Tabla N° 3.27 DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 54 USD	144
Tabla N° 3.28 DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 54 USD	145
Tabla N° 3.29 RESULTADOS DEL ANÁLISIS B/C	146
Tabla N° 3.30 RESULTADOS – DISEÑO HIDRÁULICO	147
Tabla N° 3.31 RESULTADOS – DISEÑO MECÁNICO MANUAL	148
Tabla N° 3.32 RESULTADOS – DISEÑO MECÁNICO (SOFTWARE PV ELITE)	149

INTRODUCCIÓN

Actualmente la mayoría de países y sus grandes industrias vienen manteniendo una dependencia casi total del consumo de combustibles fósiles como fuente de energía. Estos son extraídos de diversos lugares, los cuales son denominados yacimientos de petróleo crudo, de donde mediante la perforación se logra transportar los fluidos a la superficie. Estos fluidos generalmente contienen una mezcla de gas, petróleo crudo, agua y partículas sólidas, los cuales deben ser separados.

Para la separación de estos componentes se utilizan los separadores de producción que se ubican a la salida del pozo o pozos. Los separadores de producción proveen un servicio esencial en los campos petrolíferos, su funcionamiento es vital en el proceso de separación. Estos disgregan la mezcla proveniente de los pozos petroleros en una fase gas y en una fase líquida siguiendo ciertos principios básicos y una fuerza con la que todos estamos relacionados, que es la gravedad. Este proceso viene a ser la separación inicial para el tratamiento del petróleo crudo. Posteriormente cada fluido separado se procesa de manera diferente para lograr una calidad comercial.

El informe en mención se muestra el desarrollo de un proyecto que involucra el diseño de un separador vertical bifásico para una capacidad de producción de 2.5 MMSCFD de gas natural y 5500 BPD de petróleo crudo liviano, contemplando los siguientes capítulos:

En el primer capítulo podemos encontrar el contexto de la realidad problemática del proyecto, así como también los objetivos planteados. Adicionalmente se hace referencia a la organización de la empresa encargada del diseño del separador vertical, indicando sus antecedentes históricos, filosofía empresarial y estructura organizacional.

El siguiente capítulo desarrolla el marco teórico en donde se definen los tipos de separadores, sus aplicaciones, elementos internos, entre otros. Asimismo, se plantea las etapas para el diseño de un separador vertical bifásico, las cuales vienen a ser el diseño hidráulico y el diseño mecánico del equipo.

En el tercer capítulo encontramos los aportes realizados por mi persona mediante el diseño del equipo. Además, se puede encontrar la planificación, ejecución y control de las etapas del diseño, la evaluación técnico-económico y el análisis de resultados.

Finalmente, se encuentran las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos de la investigación.

I. ASPECTOS GENERALES

Contexto de la realidad problemática

En las facilidades de producción de petróleo crudo se requieren diversos equipos, estos se encargan de recibir el petróleo crudo extraído de un conjunto de pozos cercanos para luego pasar por diversas etapas como la separación, tratamiento, almacenamiento y bombeo para su posterior refinación y comercialización.

Una de las etapas más importantes es la etapa de separación, la cual es primordial en la producción de petróleo, ya que si esta etapa es eficiente nos evitaremos la implementación de equipos adicionales como tratadores electrostáticos, botas desgasificadoras, tanques de lavado, entre otros.

En la etapa de separación se utilizan equipos sometidos a presión, estos representan la primera facilidad del procesamiento, disgregando los componentes de la mezcla extraída de los pozos en fase gas y fase líquida. Estos equipos son conocidos como separadores.

El presente trabajo tiene como requerimiento el diseño de un separador vertical bifásico, a solicitud de uno de nuestros clientes para su instalación en una de sus facilidades de producción de petróleo crudo, considerando ciertas condiciones de operación y características de la mezcla a separar. Este equipo será instalado a la salida de los pozos de petróleo crudo para realizar la primera separación del proceso. En base a lo solicitado la empresa Exsol Engineering S.A.C. se encargó del diseño del separador.

Por lo que el planteamiento a la problemática antes descrita fue de la siguiente manera:

¿Cómo realizar el diseño de un separador vertical bifásico para una capacidad de producción de 2.5 MMSCFD de gas natural y 5500 BPD de crudo liviano - Empresa Exsol Engineering S.A.C?

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Diseñar un separador vertical bifásico para una capacidad de producción de 2.5 MMSCFD de gas natural y 5500 BPD de crudo liviano para su posterior tratamiento y comercialización. Empresa Exsol Engineering S.A.C.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Definir los parámetros de diseño mediante la revisión y análisis de requerimientos y en base a las propiedades de la mezcla a separar.
- Calcular las dimensiones del separador mediante el diseño hidráulico.
- Determinar los espesores de los componentes del separador mediante el diseño mecánico, aplicando el código ASME Sección VIII División 1.

1.2. Organización de la empresa o institución

1.2.1. Antecedentes históricos

Exsol Engineering S.A.C es una empresa peruana constituida desde noviembre del 2012 por profesionales reconocidos por su amplia experiencia profesional a nivel nacional e internacional en el área de consultoría e ingeniería, principalmente en la industria del petróleo y gas.

El equipo Exsol cuenta con una gran capacidad para la elaboración de Ingeniería Conceptual, Básica, Básica Extendida y de Detalle, involucrando las áreas de procesos, mecánica, tuberías, estructuras, civil, electricidad, instrumentación y control. Además, Exsol también maneja perfectamente el rubro de la construcción, supervisión de obras, ingeniería de acompañamiento, puesta en marcha, PRECOM y COM, asegurando de esta manera la correcta implementación y culminación de los proyectos, cumpliendo con estándares internacionales, normativas peruanas vigentes y normas de calidad.

A continuación, se menciona los datos generales de la empresa:

- Razón Social: Exsol Engineering S.A.C.
- RUC: 20551539734
- Oficina Principal: Calle Antequera 176 Int. 502 San Isidro.
- Email: jboggio@exsole.com

Figura N° 1.1
EXSOL ENGINEERING S.A.C



Fuente: Exsol Engineering S.A.C

La planificación estratégica de la empresa busca su propia sostenibilidad, planteando objetivos a corto y largo plazo, tomando en consideración los resultados de un análisis situacional y los factores críticos de éxito identificados.

Este plan se basa principalmente en los siguientes:

- La satisfacción de expectativas en los mercados y de las necesidades y expectativas de los clientes de la empresa, por medio de la entrega de proyectos y servicios de calidad con alto valor agregado.
- Elaboración de procesos de mejora, innovación, toma de decisiones y producción, con la finalidad de que el producto entregado por la empresa cumpla con todos los requisitos de calidad.

- Evaluaciones permanentes hacia el personal de la empresa, con la finalidad de detectar las fortalezas y debilidad de cada uno de ellos, para así poder brindar capacitaciones de acuerdo con las necesidades.
- Mejorar la capacidad de aprendizaje y crecimiento a nivel total de la empresa mediante el desarrollo de competencias, infraestructura tecnológica y clima laboral, que permitan el crecimiento de la satisfacción de los trabajadores logrando así una productividad exitosa.

En el rubro del petróleo y gas se manejan una gran cantidad de empresas dedicadas a la consultoría e ingeniería, así como también a la construcción, entre ellas tenemos:

- HT Ingeniería & Consultoría S.A.C.: Creada el 20 de septiembre del 2010, es una empresa especializada en el desarrollo de Ingeniería, Procura y Construcción, así como también servicios de asesoría y consultoría en la industria petrolera, gasífera, minera y energética en general, tanto en empresas públicas como privadas, cumpliendo con los más altos estándares de calidad.
- Ausenco Perú S.A.C: Creada el 1 de enero de 1999, es una empresa que proporciona servicios completos de consultoría sobre arenas petrolíferas, petróleo y gas, desde el asesoramiento relacionado con el medioambiente y la sostenibilidad, exploración, producción, transporte, procesos, almacenamiento, refinado, venta y distribución, así como también el transporte y la logística.
- CIME Ingenieros S.R.L.: Creada el 1 de enero de 1986, es una empresa con más de 30 años de experiencia en el sector industrial. Durante estos años han logrado especializarse en la ejecución de trabajos de construcción civil, mantenimiento, fabricación, montaje, instalaciones electromecánicas y gas natural.

1.2.2. Filosofía Empresarial

La filosofía de la empresa Exsol Engineering S.A.C ayudará a definir los objetivos del equipo y el camino a seguir para alcanzarlos, además de permitir fortalecer las relaciones con sus clientes, el ambiente, la cultura y los valores de la empresa.

La disciplina, constancia y trabajo son los factores del éxito de la empresa. Día a día el grupo Exsol brinda lo mejor del potencial, conocimiento y calidad humana de todos sus trabajadores buscando brindar un servicio de calidad.

La filosofía empresarial está basada en los siguientes:

✓ **Misión**

Brindar valor a nuestros accionistas y clientes a través de la prestación de servicios de Ingeniería, Suministros, Construcción, Operación y Gerenciamiento de proyectos de infraestructura, industriales y energéticos. Consideramos que la capacitación de nuestros recursos humanos es fundamental para construir conocimiento en forma permanente. Estamos comprometidos con la seguridad de nuestros colaboradores y con el desarrollo de los países donde actuamos, buscando el bienestar de las comunidades y cuidando el medio ambiente.

✓ **Visión**

Ser la empresa de Ingeniería y Construcción líder en lo que respecta a método de trabajo, patrimonio tecnológico y capacidades de sus recursos humanos.

✓ **Valores**

La empresa compromete a cada uno de sus trabajadores al compromiso, ecología, ética, responsabilidad, seguridad y profesionalismo con la finalidad de brindar un servicio eficiente y sobre

todo formar un grupo humano de trabajo que se sienta en plena satisfacción en la empresa.

✓ **Política de seguridad, salud en el trabajo y medio ambiente (HSSE)**

Exsol Engineering S.A.C, establece los siguientes compromisos de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente:

- Prevenir lesiones y enfermedades ocupacionales de los colaboradores, contratistas y visitantes que tengan acceso a nuestros servicios de ingeniería, consultoría y asesoría mediante la identificación de peligros y evaluaciones de riesgos.
- Cumplir con las disposiciones legales aplicables a la Gestión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, así como cumplir con los requisitos de nuestros clientes.
- Mantener la mejora continua del Sistema de Gestión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente; por medio de la participación de todo el personal, así como apoyándonos en los avances tecnológicos y científicos aplicables a nuestras actividades.
- Prevenir la contaminación ambiental mediante la realización de auditorías ambientales periódicas, ejecutando programas de capacitación y entrenamiento en materia de Gestión Ambiental para mejorar el nivel de conciencia y responsabilidad con el Medio Ambiente.
- La política de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente, será revisada anualmente y se difundirá permanentemente a todos los colaboradores y se encontrará a disposición de todo el público en general.

- EXSOL ENGINEERING SAC, está comprometida con esta política y con el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, liderándolo para su mejora continua.

✓ **Política de Calidad**

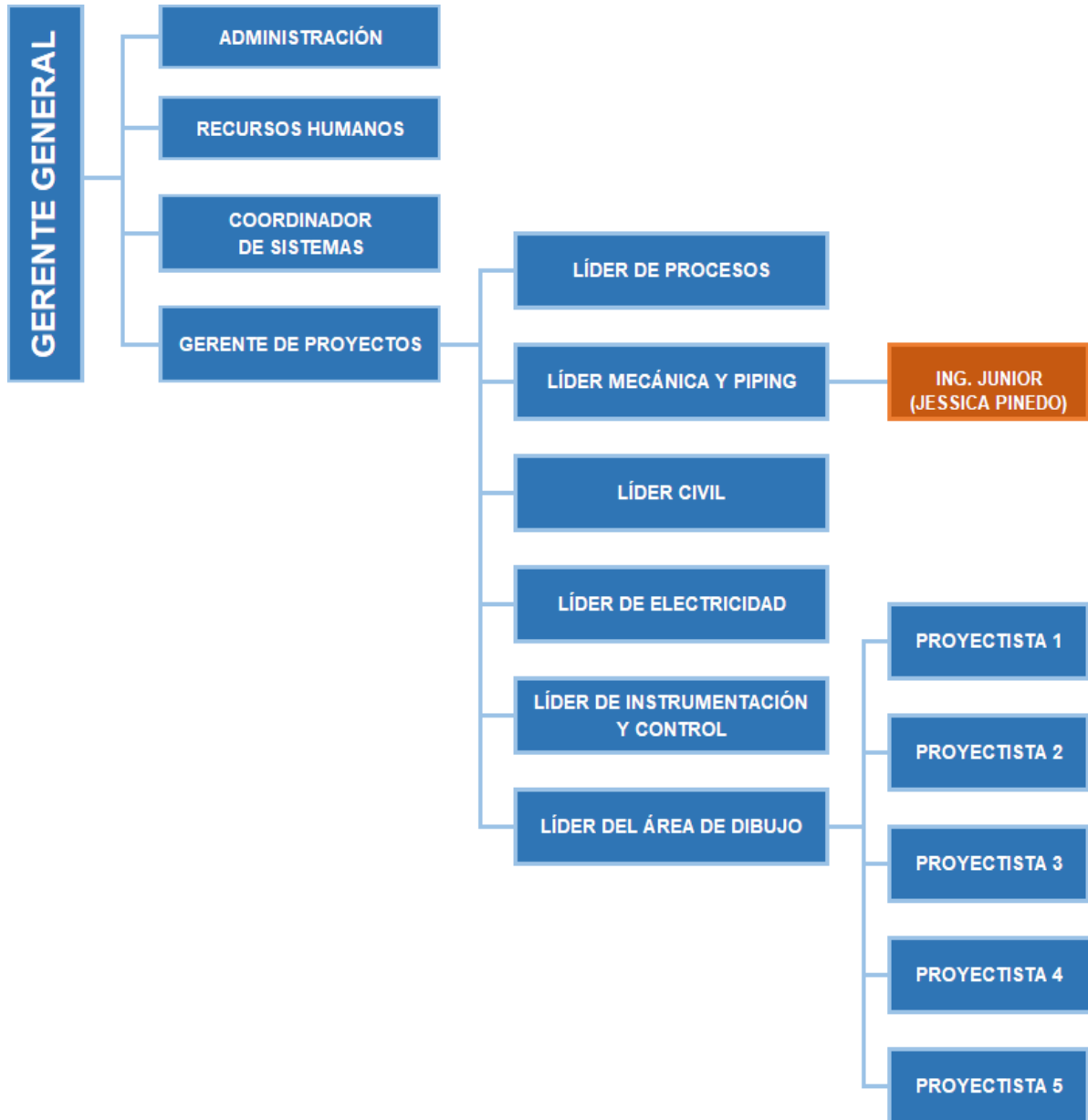
Exsol Engineering S.A.C., establece los siguientes compromisos de Calidad:

- Cumplir con los requisitos de nuestros clientes para lograr su máxima satisfacción.
- Hacer cumplir los planes de los proyectos que se encuentren ejecutando a través de un gerenciamiento efectivo, soportado en las buenas prácticas profesionales de la Industria y en base a los Fundamentos del Project Management Institute para garantizar de esta manera el cumplimiento de los requisitos de nuestros clientes.
- Brindar formación a nuestros colaboradores para obtener un buen desempeño.
- Con el apoyo de nuestros colaboradores mejorar continuamente nuestros procesos.

1.2.3. Estructura Organizacional

La empresa Exsol Engineering S.A.C está estructurada según muestra la Figura N° 2, en la cual también podemos encontrar el cargo que mi persona desempeñaba (Ing. Junior):

Figura N° 1.2
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA EXSOL ENGINEERING S.A.C



Fuente: Elaboración propia

✓ **Descripción de cargo y funciones**

El cargo que mi persona desempeñaba en la empresa Exsol Engineering S.A.C. fue de Ingeniero Junior Mecánico.

El Ingeniero Junior Mecánico es el profesional responsable de elaborar y/o desarrollar la documentación requerida de su área cumpliendo con los requerimientos especificados de cada proyecto.

La documentación principal en el área de mecánica es: memorias descriptivas, memorias de cálculo, hojas de datos, bases y criterios de diseño, diagramas de flujo, diagramas de procesos e instrumentación, lista de materiales, lista de equipos, planos de tuberías y planos mecánicos.

Como funciones principales del Ingeniero Junior Mecánico se tiene:

- Elaborar y revisar documentos relacionados al diseño mecánico de recipientes a presión, como separadores bifásicos y trifásicos, torres contactoras, tratadores térmicos, etc.
- Elaborar y revisar planos relacionados con ubicación y distribución de equipos, ruteo de tuberías, detalles típicos de soportes.
- Elaborar y revisar diagramas de flujo y diagramas de procesos e instrumentación.
- Elaborar y revisar documentación relacionada a dimensionamiento y selección de equipos de procesos como bombas, separadores, tratadores térmicos y otros.
- Elaborar y revisar memorias de cálculo estructural para patines, orejas de izaje, soportes y otros.

- Elaborar y revisar documentos entregables de diseño de sistemas de protección contra incendio.

✓ **Actividades desarrolladas por Exsol Engineering S.A.C**

Disciplinas de Ingeniería

- Ingeniería Conceptual involucrando las áreas de procesos, mecánica, tuberías, estructuras, civil, electricidad, instrumentación y control.
- Ingeniería Básica involucrando las áreas de procesos, mecánica, tuberías, estructuras, civil, electricidad, instrumentación y control.
- Ingeniería Básica Extendida (FEED) involucrando las áreas de procesos, mecánica, tuberías, estructuras, civil, electricidad, instrumentación y control.
- Ingeniería de Detalle involucrando las áreas de procesos, mecánica, tuberías, estructuras, civil, electricidad, instrumentación y control.

Supervisión e Inspección

- Supervisión de obras, ingeniería de acompañamiento, puesta en marcha, PRECOM y COM, asegurando de esta manera la correcta implementación y culminación de los proyectos, cumpliendo con estándares internacionales, normativas peruanas vigentes y normas de calidad.

✓ **Principales clientes**

- Felguera – IHI
- Latintecna
- Gran Tierra Energy In.
- Petroperú

- PDVSA
- Seplat Petroleum Development Company
- Regency Energy Partners
- Enbridge
- Pinnacle Midstream
- Energy Transfer
- Southcross Energy
- Freeport - Mcmoran Oil & Gas

II. FUNDAMENTOS DE LA EXPERIENCIA PROFESIONAL

2.1. Marco teórico

2.1.1. Bases teóricas

a) Conceptos básicos

✓ Fluido producido

El fluido que se extrae de los pozos está constituido básicamente por petróleo crudo, gas, agua y sedimentos. A continuación, se realiza una breve descripción de estos:

- **Petróleo crudo**

El petróleo crudo es un combustible fósil compuesto de hidrocarburos, pero además pueden contener pequeñas cantidades de nitrógeno, azufre, oxígeno y otros.

El petróleo crudo puede clasificarse de acuerdo con su gravedad API, como se muestra a continuación:

Tabla N° 2.1
GRAVEDAD °API DEL PETRÓLEO CRUDO

<i>Petróleo crudo</i>	<i>Gravedad ° API</i>
<i>Extrapesado</i>	<i>< 10.0</i>
<i>Pesado</i>	<i>10.0 – 22.3</i>
<i>Mediano</i>	<i>22.3 – 31.1</i>
<i>Ligero</i>	<i>>31.1</i>

Fuente: Elaboración propia

- **Gas natural**

El gas natural se encuentra en el subsuelo asociado o no al petróleo crudo, está compuesto básicamente por metano y en proporciones significativas por etano, propano y butano. Pero además podemos encontrar algunos contaminantes como el agua, sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂).

El gas natural se puede clasificar en los siguientes:

Por su composición:

- Gas seco: Gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables. El gas seco posee normalmente una relación gas - petróleo que excede 100 000 scf/STB.
- Gas húmedo: Gas natural que contiene menos metano (normalmente menos de 85% de metano), y más etano y otros hidrocarburos más complejos.

Por el contenido de H₂S

- Gas amargo Es un gas que contiene derivados de azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros)
- Gas dulce: Es un gas libre de derivados del azufre, generalmente se obtiene al endulzar el gas amargo con solventes químicos o físicos, o adsorbentes.

Relación con yacimientos de petróleo crudo

- Asociado a yacimientos de petróleo crudo: Se presenta crudo y gas en el mismo yacimiento. Aquí podemos encontrar el gas disuelto en el crudo o el gas libre separado del crudo debido a su densidad.
- No Asociado a yacimientos de petróleo crudo: Estos dependerán de su composición.

- **Agua producida**

El agua esta naturalmente presente en los poros de las rocas. Esto fluye junto al petróleo crudo y gas hacia la superficie donde es separada y tratada, para en algunos casos ser reinyectada a los pozos petrolíferos.

- **Impurezas**

El fluido que se extrae de los pozos generalmente contiene diversos tipos de impurezas, ya sea en estado gaseoso, líquido o sólido. En estado gaseoso podemos encontrar el nitrógeno, sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂) que son los más conocidos, en estado líquido podemos encontrar el agua y finalmente en estado sólido podemos encontrar arena que causa un efecto abrasivo, lodo, sales, entre otros.

- ✓ **Propiedades de los fluidos**

- **Densidad y gravedad específica de un gas**

La densidad de un gas a cualquier condición de presión o temperatura se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_g = 2.70 \frac{SP}{TZ} \quad (2.1)$$

La gravedad específica de un gas es la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura.

$$S = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (2.2)$$

Donde:

ρ_g : Densidad del gas, lb/ft³ ρ_{air} :

Densidad del aire, lb/ft³

S: Gravedad específica del gas

P: Presión, psia

T: Temperatura, °R

Z: Factor de compresibilidad del gas

- **Densidad y gravedad específica de líquido**

La gravedad específica de un líquido es la relación entre la densidad del líquido a 60 °F y la densidad del agua pura. Se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$SG = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (2.3)$$

Donde:

SG: Gravedad específica del líquido ρ_o :

Densidad del petróleo crudo, lb/ft³ ρ_w :

Densidad del agua, lb/ft³

La gravedad específica también está relacionada con la gravedad API mediante la siguiente ecuación:

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (2.4)$$

$$^\circ API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad (2.5)$$

Donde:

SG: Gravedad específica del líquido

$^\circ API$: Gravedad API del petróleo crudo

- **Viscosidad**

Es la propiedad del fluido que indica la resistencia a fluir, esta propiedad se utiliza en ecuaciones de flujo y dimensionamiento de equipos de proceso. Es una propiedad dinámica porque solo se puede medir cuando el fluido se encuentra en movimiento. La viscosidad es un número que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas de atracción en las capas de los fluidos adyacentes.

Hay dos expresiones de viscosidad, viscosidad absoluta (o dinámica) y viscosidad cinemática. Estas expresiones están relacionadas por la siguiente ecuación:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.6)$$

Donde:

μ : Viscosidad absoluta, centipoise

ν : Viscosidad cinemática, centistokes

ρ : Densidad, g/cm³

La viscosidad del fluido cambia con la temperatura. La viscosidad del líquido disminuye al aumentar la temperatura, mientras que la viscosidad del gas disminuye inicialmente al aumentar la temperatura y luego aumenta al aumentar aún más la temperatura.

✓ **Facilidades de superficie de producción de petróleo crudo**

Es el conjunto de equipos cuya función principal es la de recibir lo extraído de un conjunto de pozos cercanos para luego separar, almacenar y enviar las tres fases obtenidas a otras facilidades donde serán tratadas en base a sus necesidades.

Las facilidades de producción están conformadas por:

- **Manifolds**

También conocidos como colectores, son instalaciones de campo utilizadas para recolectar el fluido proveniente de los pozos y posteriormente distribuir hacia los separadores o tanques según sea la necesidad. Tenemos manifolds de producción y de prueba.

Figura N° 2.1
MANIFOLD DE PRODUCCIÓN



Fuente: Curso de Facilidades de Producción

- **Válvulas multipuerto**

Es un sistema selector de pozos y funciona como un manifold compacto, este sistema tiene la función de recibir el flujo de los pozos petrolíferos para distribuirlos según la necesidad. Posee varias entradas y dos salidas. Una de las salidas es para la producción (la mayor) de petróleo o gas que son enviados hacia los separadores de producción, mientras que la otra salida es para la prueba (la menor) de los pozos, donde se envía el flujo producido por el pozo seleccionado hacia el separador de prueba.

Figura N° 2.2
VÁLVULA MULTIPUERTO



Fuente: Productos Thorsa - <http://www.thorsa.com.ar>

- **Tanques de lavado**

También conocido como Gun Barrel, tiene por función mejorar la calidad del petróleo crudo ya que en este equipo se da un tiempo de residencia adicional lo cual permite una mejor separación del agua libre de crudo. Generalmente aquí se busca producir petróleo con un porcentaje de agua y sedimentos (BSW) por debajo del 0.5%.

Figura N° 2.3
TANQUE DE LAVADO



Fuente: Curso Facilidades de Producción - Patagonia

- **Tanques de almacenamiento**

Son equipos generalmente cilíndricos verticales cuya función es almacenar el producto final para su posterior envío a otras instalaciones para su procesamiento. Estos equipos funcionan a presión atmosférica, generalmente están fabricados bajo los códigos API, entre ellos tenemos API 650, API 12E, API 12D y API 12F, esto en base a su capacidad.

Figura N° 2.4
TANQUE DE ALMACENAMIENTO



Fuente: YPF - <https://www.ypf.com>

- **Flare**

Este equipo se instala en posición vertical, posee un quemador en la parte superior cuya función es quemar el gas proveniente de los separadores, tratadores, scrubbers, tanques y otros, para así protegerlos de sobrepresiones. Su aplicación es especialmente en zonas donde no hay gasoductos para el transporte del gas.

Figura N° 2.5

FLARE EN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO



Fuente: Revista Petroquímica

- **Hornos, tratadores térmicos e intercambiadores de calor**

Los hornos, tratadores térmicos e intercambiadores de calor son equipos utilizados en las facilidades de producción con la finalidad de brindar energía calorífica a la emulsión proveniente de los separadores. Esta emulsión al ser calentada provoca choques en sus moléculas facilitando la separación. Otra función de estos equipos es la de calentar el petróleo crudo pesado o extrapesado para su transporte, la aplicación de calor disminuye su viscosidad del fluido facilitando el trabajo.

Figura N° 2.6
CALENTADORES



Fuente: Curso facilidades de producción - Patagonia

Figura N° 2.7
TRATADORES TÉRMICOS



Fuente: Distribution Now - <https://www.dnow.com>

- **Scrubber**

Son equipos sometidos a presión, su función es separar el líquido de la corriente de gas proveniente de diversos equipos como separadores, tratadores, tanques, etc.

- **Knockout Drum**

Conocido como KOD, su función es recibir el exceso de gas proveniente del proceso y eliminar las partículas de líquido presentes en este, para luego enviar el gas hacia el flare donde será quemado.

Figura N° 2.8
KNOCKOUT DRUM



Fuente: <https://instrumentationtools.com>

- **Separadores**

Son equipos sometidos a presión, su función es separar el fluido proveniente de los pozos petrolíferos en fase gas y fase líquida. Podemos encontrar separadores verticales y horizontales.

Figura N° 2.9
BOMBAS DE TRANSFERENCIA



Fuente: Emerson - <https://www.emersonautomationexperts.com>

- **Bombas de transferencia**

Son bombas horizontales de desplazamiento positivo de mediana o alta presión, cuya función es transferir el crudo hacia una estación central de procesamiento.

Figura N° 2.10
BOMBAS DE TRANSFERENCIA



Fuente: Protector S.R.L.

- **Bombas booster**

Pueden ser del tipo centrífuga o recíprocante, cuya función es elevar la presión del crudo presente en el tanque de almacenamiento para lograr proporcionar un cabezal de succión a las bombas de transferencia.

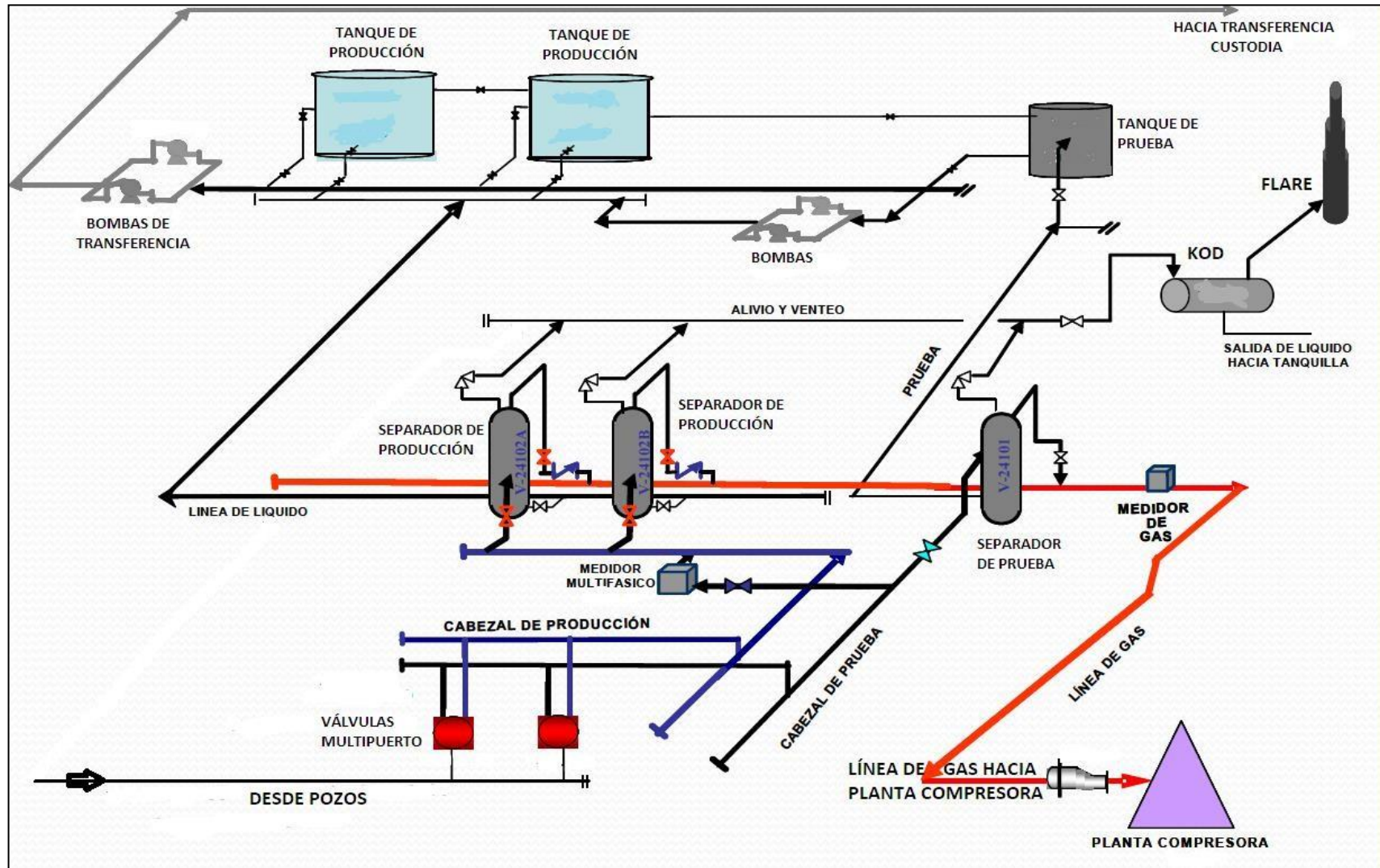
Figura N° 2.11
BOMBAS BOOSTER



Fuente: Protector S.R.L

Figura N° 2.12

CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UNA FACILIDAD DE SUPERFICIE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



Fuente: Curso Facilidades de Superficie de Producción de Petróleo

b) Descripción de separadores

✓ Proceso de Separación

El proceso de separación de una mezcla gas – líquido dentro de un separador consiste en una serie de etapas que se describen a continuación:

- **Separación primaria**

La separación primaria se presenta al ingreso del separador, en la cual se logra remover la mayor cantidad de líquido. La mezcla de gas y líquido ingresa a gran velocidad al separador, llegando a chocar con una placa desviadora (inlet diverter) o con cualquier otro aditamento que sea capaz de cambiar la dirección y velocidad del flujo, para así lograr separar volúmenes de líquido del gas.

- **Separación secundaria**

En esta etapa la separación se da debido al asentamiento por gravedad del líquido de la corriente de gas después de reducir su velocidad, por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima.

La eficiencia de separación en esta etapa 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.

- **Extracción de niebla**

En esta etapa se utiliza los efectos de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las gotas más pequeñas de líquido se colecten sobre una superficie en donde se acumulan para formar gotas más grandes, posteriormente se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o también pueden caer contra la corriente de gas hacia la etapa de separación primaria.

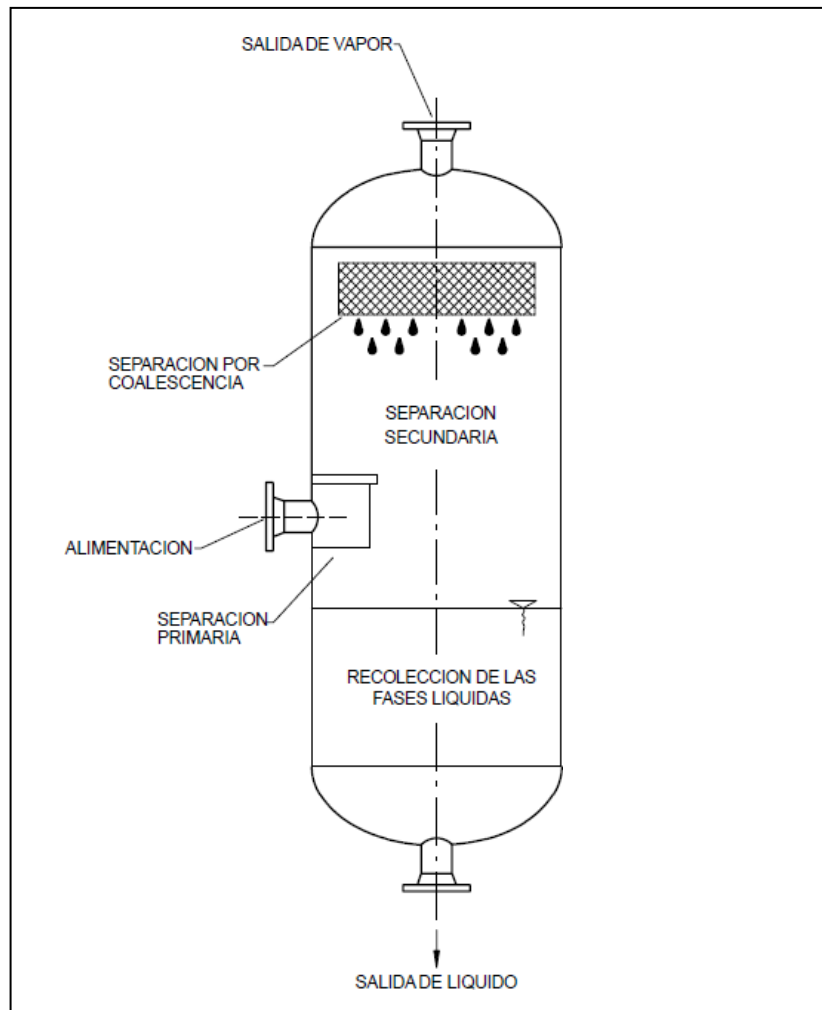
Los dos tipos más comunes de extractores de niebla son las almohadillas de malla de alambre (wire-mesh) y las aletas (vane packs).

El extractor de niebla elimina de la corriente de gas las gotas más pequeñas (normalmente hasta 10 micras de diámetro) de líquido antes de que el gas salga del recipiente. El arrastre de líquido es normalmente menor a 0.1 galones por MMSCF.

- **Acumulación de líquidos**

Los líquidos se recogen en esta sección. El líquido debe tener un mínimo de perturbación de la corriente de gas que fluye. Es necesaria una capacidad suficiente para permitir las sobrecargas y proporcionar el tiempo de retención necesario para la separación eficiente del gas que se desprende de la mezcla y la separación del agua libre del aceite en caso de separadores trifásicos. Se puede colocar un rompedor de vórtices sobre la(s) boquilla(s) de salida de líquido para evitar que el gas o aceite quede atrapado en el líquido del fondo.

Figura N° 2.13
ETAPAS DE SEPARACIÓN



Fuente: Manual de Diseño de Procesos – PDVSA

✓ Clasificación de los Separadores

Los separadores pueden clasificarse según el tipo de separación que van a realizar como bifásicos (petróleo crudo y gas) o trifásicos (petróleo crudo, agua y gas), según el tipo de construcción pueden ser separadores horizontales o verticales, y finalmente según su función pueden ser separadores de prueba o de producción.

Tabla N° 2.2
 CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES

<i>Clasificación de separadores</i>					
<i>Por el tipo de separación</i>		<i>Por su construcción</i>		<i>Por su función</i>	
<i>Bifásicos</i>	<i>Trifásicos</i>	<i>Horizontales</i>	<i>Verticales</i>	<i>Prueba</i>	<i>Producción</i>

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se realiza una breve descripción de algunos de los tipos de separadores más usados en el ámbito de la producción de hidrocarburos, en el caso de separadores horizontales y verticales se muestra algunas ventajas y desventajas.

- **Por el tipo de separación**

Separadores Bifásicos: Los separadores bifásicos son equipos capaces de separar los fluidos de pozo en gas y líquido a presiones y temperaturas definidas.

Separadores Trifásicos: Los separadores trifásicos son equipos capaces de separar el gas y dos líquidos (agua y petróleo crudo), en general son de gran tamaño para lograr garantizar que el agua y el petróleo crudo salgan completamente separadas. En la industria petrolera se busca separar el agua del crudo con la finalidad de disminuir la carga en el equipo de tratamiento del crudo.

- **Por su construcción**

Separadores Horizontales: Los separadores horizontales son utilizados principalmente para la separación de grandes volúmenes de gas y pequeños volúmenes de líquido, estos son los más

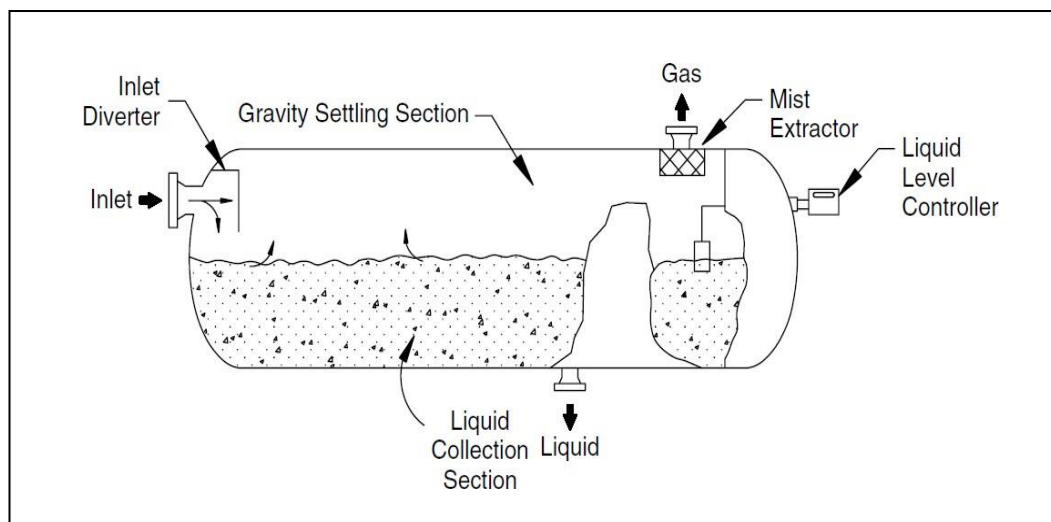
adecuados para separar tres fases (líquido, líquido y gas) ya que tienen un mayor tiempo de residencia. En el caso de considerar que se pueda generar espuma, se pueden diseñar secciones donde se inyecten químicos para prevenir dicha formación.

Los separadores horizontales son:

- Más pequeño y menos costoso que un separador vertical para un mismo caudal de gas y líquido.
- Generalmente utilizados en corrientes de flujo con altas relaciones gas - líquido y crudo espumoso.

Figura N° 2.14

VISTA DE CORTE – SEPARADOR HORIZONTAL BIFÁSICO

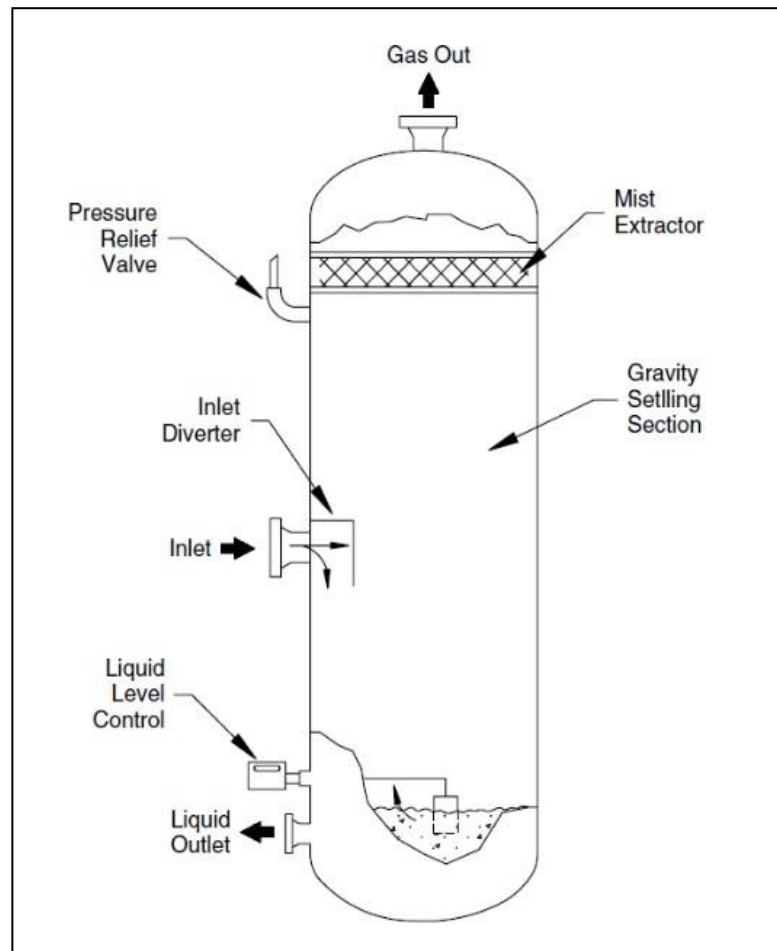


Fuente: Ken Arnold, Surface Production Operations

Separadores Verticales: Los separadores verticales se utilizan principalmente cuando la mezcla contiene gran cantidad de líquidos y lodo en comparación con la cantidad de gas. Este tipo de separador requiere una menor superficie para su operación.

Figura N° 2.15

VISTA DE CORTE – SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO



Fuente: Ken Arnold, Surface Production Operations

- **Por su función**

Separadores de Prueba: Un separador de prueba tiene por función medir cantidades relativamente pequeñas de petróleo y gas, con la finalidad de evaluar el rendimiento de producción de los pozos individuales, diagnosticar problemas de pozos y poder manejar las reservas adecuadamente. Estos pueden ser bifásicos, trifásicos, horizontales, verticales o esféricos, de acuerdo con la necesidad. En ocasiones, los separadores de prueba están equipados con diversos medidores para lograr determinar las tasas de petróleo, agua y gas.

Separadores de Producción: Un separador de producción tiene por función separar el fluido producido por un pozo o varios pozos, en caso de un separador bifásico para separar líquido y gas, y en caso de un separador trifásico para separar petróleo crudo, agua y gas.

✓ **Ventajas y desventajas de los separadores**

A continuación, se muestra la Tabla N° 2.3 con las ventajas y desventajas que se encuentran en los separadores horizontales y verticales.

Tabla N° 2.3
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES

<i>SEPARADOR HORIZONTAL</i>	<i>SEPARADOR VERTICAL</i>
<p><i>Ventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Las gotas o burbujas no tienen que asentarse o elevarse a través de un flujo a contracorriente</i> • <i>Proporcionan más área de superficie para que las burbujas escapen</i> • <i>Mayor capacidad para manejar gas que los verticales</i> • <i>Son más económicos</i> 	<p><i>Ventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Facilidad de remoción de sólidos acumulados</i> • <i>Requiere un menor espacio físico</i> • <i>El control de nivel de líquido no es crítico</i> • <i>Buena capacidad de oleada</i>
<p><i>Desventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Requiere mayor espacio físico</i> • <i>No es bueno para la remoción de sólidos acumulados</i> 	<p><i>Desventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Requiere un mayor diámetro para manejar la misma cantidad de gas que un separador horizontal</i> • <i>Son más costosos</i> • <i>Transporte e instalación de mayor complejidad</i> • <i>No es bueno para manejar espuma</i>

Fuente: Elaboración propia

✓ **Dispositivos internos en un separador**

- **Desviador de entrada**

El desviador de entrada también conocido como inlet diverter, se instala en la boquilla de ingreso del separador y viene a ser el elemento principal de la separación primaria. El fluido ingresa a gran velocidad chocando abruptamente con este dispositivo, cambiando la dirección del fluido al absorber el impulso de este, originando así la separación primaria de líquido y gas.

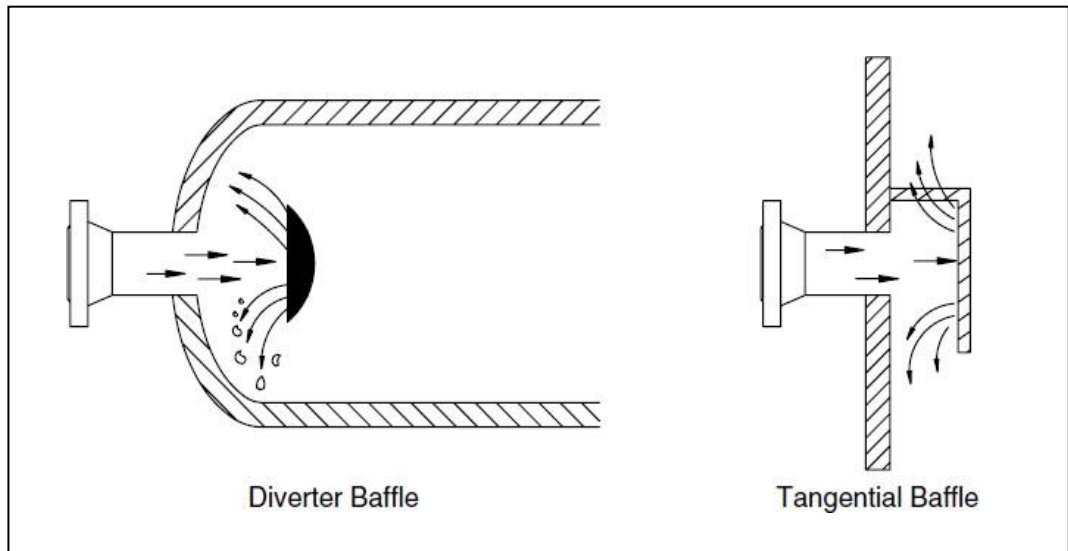
Existen diversas configuraciones para los desviadores de entrada, los tres tipos principales son las placas deflectoras, ciclones y codo.

Las placas deflectoras pueden ser un plato esférico, una placa plana o un ángulo de hierro.

En el caso de los desviadores de entrada tipo ciclón o centrífugos utilizan la fuerza centrífuga para separar líquido y gas. Estos desviadores suelen ser patentados, generalmente usan una boquilla de entrada suficiente para crear una velocidad de fluido de aproximadamente 20 ft/s (6 m/s) alrededor de una chimenea cuyo diámetro no supera los dos tercios del diámetro del recipiente. La desventaja de estos dispositivos es que son sensibles a la velocidad, a velocidades muy bajas no funcionarán correctamente. Se recomienda para operaciones de producción donde las tasas sean estables. (Maurice Stewart, 2008).

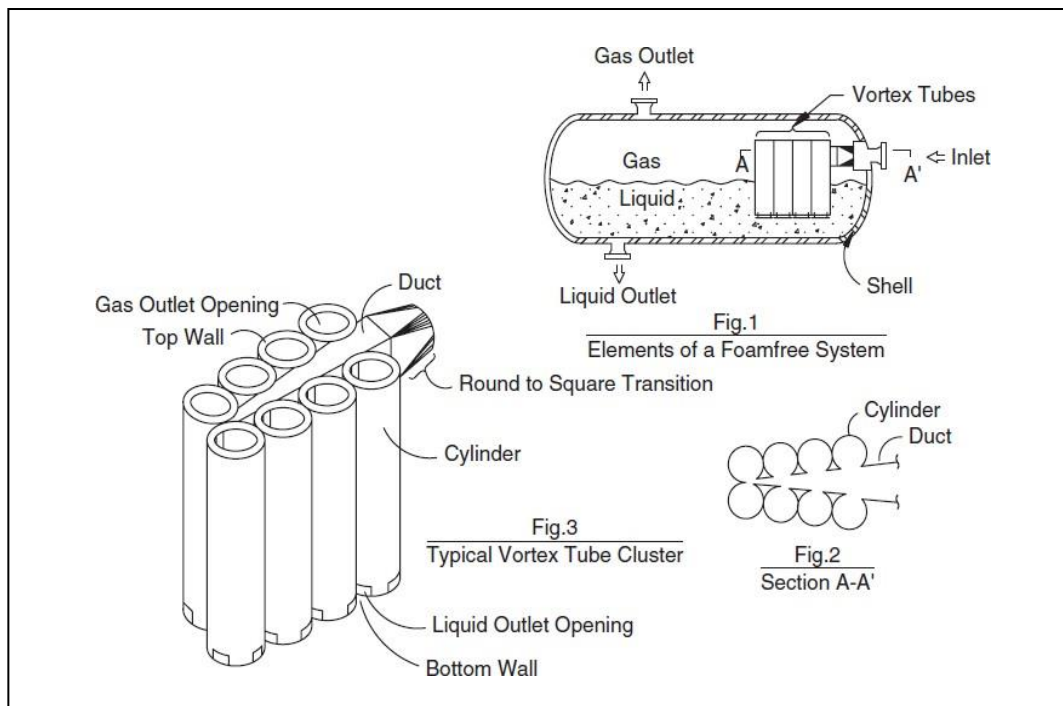
El diseño y forma del deflector depende principalmente del soporte requerido para resistir la carga de impacto a la cual es sometido. Estas fuerzas de impacto pueden llegar a desprender el elemento y ocasionar serios problemas de arrastre. (PDVSA, 1995).

Figura N° 2.16
DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO PLACA DEFLECTORA



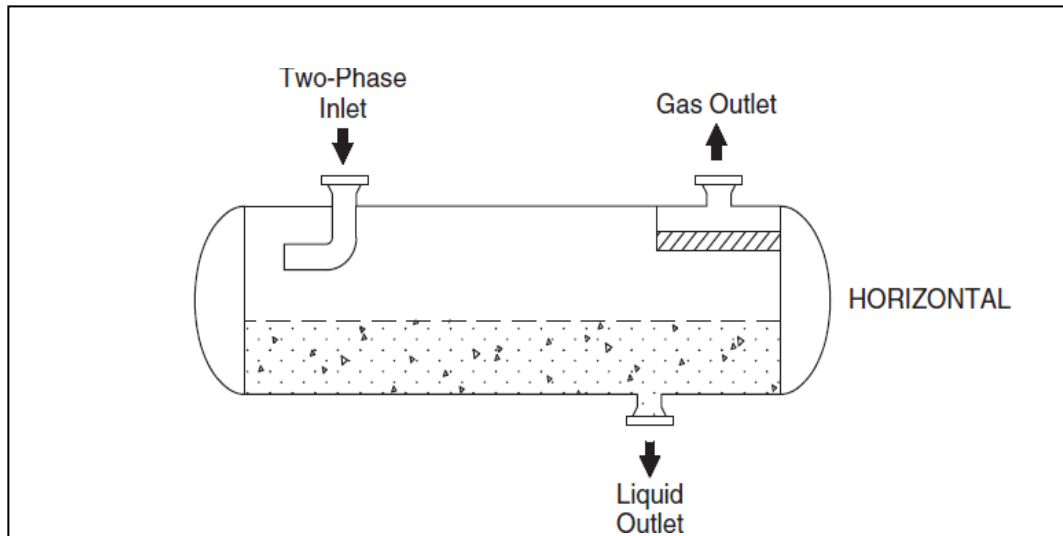
Fuente: Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators

Figura N° 2.17
DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO CICLÓN



Fuente: Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators

Figura N° 2.18
DESVIADOR DE ENTRADA – TIPO CODO



Fuente: Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separator

- **Extractor de niebla**

El extractor de niebla es un dispositivo que cumple la función de retener las gotas más pequeñas que no lograron pasar a la sección de acumulación de líquidos durante la separación primaria o secundaria.

Los dos tipos más comunes que podemos encontrar son los siguientes:

- **Extractor tipo malla de alambre:** También conocido como wire mesh, consiste en alambres trenzados de diversas aleaciones, de acuerdo con la necesidad del cliente (generalmente acero inoxidable). La especificación de estos dispositivos se realiza en base a un espesor de entre 3 y 7 in. y una densidad de malla de entre 10 y 12 lb/ft³. Estos dispositivos pueden eliminar el 100% de las gotas de líquido de más de 3 a 10 μm de diámetro. Se debe tener presente que los dispositivos tipo wire mesh son más económicos y eficientes, pero por poseer espacios tan pequeños se tapan más fácilmente que otros tipos.

- **Extractor tipo placas:** También conocido como extractor tipo vane, consiste en una serie de placas corrugadas y poco espaciadas entre sí, por donde el gas atraviesa siendo sometido a sucesivos cambios de dirección. Durante este proceso las partículas líquidas son atrapadas en el eliminador y posteriormente conducidas hasta el fondo del recipiente. Este tipo de extractor es utilizado con mayor frecuencia en los sistemas de proceso, donde el arrastre de líquido está contaminado con sólidos o donde existe una alta carga de líquido. Se debe tener presente que los extractores tipo vane son menos eficientes para eliminar gotas muy pequeñas, para esos casos se puede utilizar un extractor tipo malla de alambre.

Figura N° 2.19
EXTRACTOR DE NIEBLA – TIPO MALLA DE ALAMBRE



Fuente: Productos Fabco Inc.

Figura N° 2.20
EXTRACTOR DE NIEBLA – TIPO PLACAS



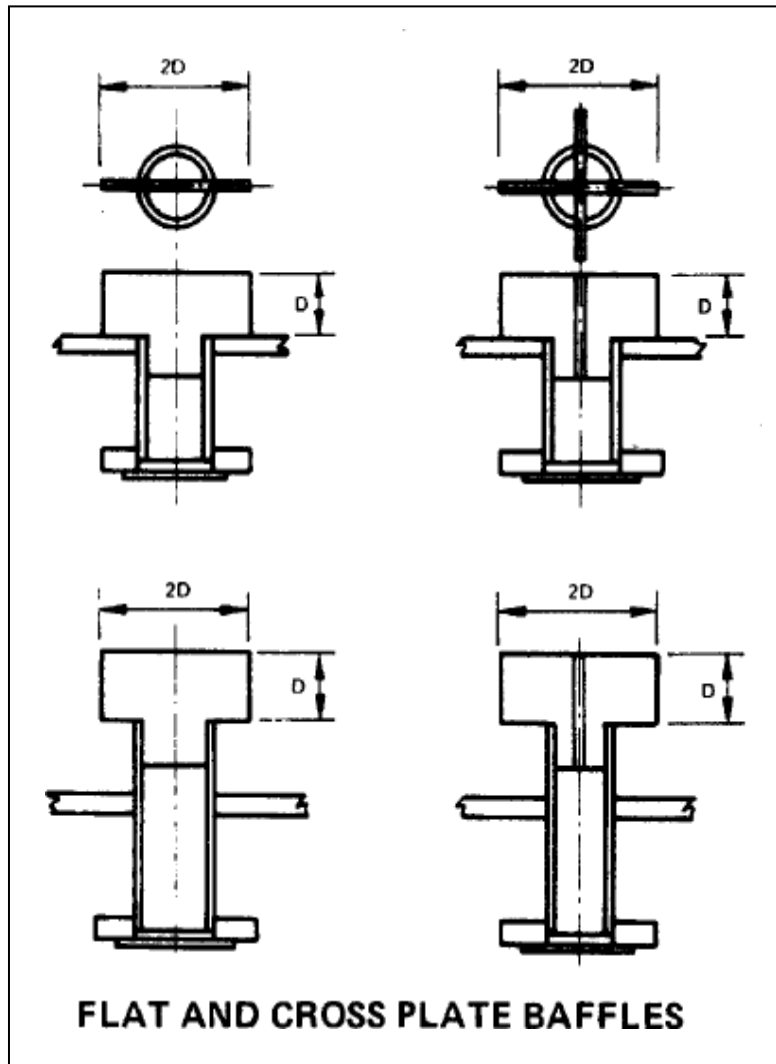
Fuente: Productos Fabco Inc.

- **Rompedor de vórtice**

El rompedor de vórtice también conocido vortex breaker, se instala en el fondo del recipiente, es decir a la salida de líquidos. El propósito de instalar un rompedor de vórtice es lograr evitar la formación de vórtice o remolinos que puedan arrastrar el gas a la salida del líquido.

Generalmente se utilizan planchas planas transversales, con un ancho de dos veces el diámetro de la boquilla.

Figura N° 2.21
TÍPICO DE ROMPEDOR DE VÓRTICE



Fuente: Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook

c) Conceptos para el diseño hidráulico de un separador vertical bifásico

El diseño hidráulico de un separador consiste en definir el diámetro y la longitud de costura a costura del recipiente, de tal manera que se pueda satisfacer la capacidad de producción de gas y petróleo crudo.

Las fórmulas para realizar el diseño hidráulico del separador están basados en la metodología iterativa muy conocida planteada por Maurice Stewart en su guía de diseño denominado Separadores Gas – Líquido y Líquido – Líquido.

Se debe tener en cuenta un principio de separación muy importante para el análisis de las ecuaciones a utilizar. Este principio se da en la etapa de separación secundaria (asentamiento por gravedad), las partículas de líquido descienden por acción de la gravedad a contraflujo de la corriente de gas, en cierto momento la fuerza de arrastre de la partícula de líquido se equilibra con la fuerza de gravedad que actúa sobre dicha partícula, es ahí cuando la partícula sigue cayendo, pero a una velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

La fuerza de arrastre de una gota y otros parámetros necesarios para el diseño de un separador vertical bifásico se pueden determinar a partir de las siguientes ecuaciones:

✓ Cálculo de la fuerza de arrastre¹

La fuerza de arrastre de una gota puede ser determinada a partir de la siguiente ecuación:

$$F_D = C_D A_d \rho \left(\frac{V_t^2}{2g} \right) \quad (2.7)$$

Donde:

¹ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, Ecuación 3.3.

F_D : Fuerza de arrastre, lb_f

C_D : Coeficiente de arrastre

A_d : Área de la sección transversal de la gota, ft^2

ρ : Densidad de la fase continua, lb/ft^3

V_t : Velocidad terminal (asentamiento) de la gota, ft/sec

g : Constante gravitacional, $32.2 lb_m ft/lb_f sec^2$

✓ **Cálculo del coeficiente de arrastre**

Si el flujo alrededor de la gota es laminar, entonces la ley de Stokes gobierna y el coeficiente de arrastre se calcula de la siguiente manera²:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (2.8)$$

Para el diseño de instalaciones de producción (sin flujo laminar) se debe usar la siguiente fórmula más completa para el cálculo del coeficiente de arrastre³:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34 \quad (2.9)$$

Donde:

C_D : Coeficiente de arrastre

Re : Número de Reynolds, adimensional.

✓ **Cálculo de la velocidad de asentamiento de las gotas**

Para un gas de flujo laminar, la velocidad de asentamiento de las gotas viene dada por⁴:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu_g} \quad (2.10)$$

² Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, Ecuación 3.4.

³ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, Ecuación 3.6.

⁴ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, Ecuación 3.5a.

La velocidad de asentamiento sin presencia de flujo laminar es la siguiente⁵:

$$V_t = 0.0119 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (2.11)$$

Donde:

ΔSG : Diferencia en la gravedad específica, relativa al agua (gota) y el gas

d_m : Diámetro de la gota, μm

μ_g : viscosidad del gas, cp

ρ_l : Densidad del líquido, lb/ft³

ρ_g : Densidad del gas a la temperatura y presión en el separador, lb/ft³

C_D : Constante

Para $C_D=0.34$, la ecuación 2.11 queda de la siguiente manera:

$$V_t = 0.0204 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} d_m \right]^{1/2} \quad (2.12)$$

Las ecuaciones 2.9 y 2.11 se pueden resolver mediante un proceso iterativo.

✓ **Tamaño de partículas de líquido**

La selección de un tamaño de partícula de líquido contenida en el gas en la etapa de separación secundaria o sección de asentamiento es un factor determinante para el cálculo de la velocidad de asentamiento.

Según la experiencia de campo, al parecer si se eliminan las partículas o gotas de 140 micrones en la sección de asentamiento, el extractor de neblina no se inundará y podrá realizar su trabajo de eliminar las gotas de entre 10 y 140 micrones de diámetro. Las partículas superiores a 140 micrones no son deseables ya que pueden

⁵ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, Ecuación 3.7a.

sobrecargar el extractor de neblina en la salida del separador (Maurice Stewart, 2008)

✓ **Tiempo de retención**

El tiempo de retención es un punto fundamental para el diseño de un separador ya que asegura que el líquido y el gas alcancen el equilibrio a una presión dada. La división entre el volumen almacenado en el recipiente y el caudal del líquido viene a ser el tiempo de retención. Para la mayoría de las aplicaciones el tiempo de retención varía entre 30 segundos y 3 minutos dependiendo de la gravedad °API del petróleo crudo.

Tabla N° 2.4
TIEMPO DE RETENCIÓN PARA UN SEPARADOR BIFÁSICO

GRAVEDAD °API	TIEMPO DE RETENCIÓN (min)
35+	0.5-1
30	2
25	3
20-	4+

Fuente: Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separator

✓ **Restricción de la capacidad de gas⁶**

Para el diseño de un separador vertical bifásico se debe de considerar un diámetro mínimo del recipiente que asegure la separación de gotas de líquido de la corriente de gas.

El diámetro mínimo para un caudal de gas determinado que asegure que las gotas se asienten en la interfaz del líquido, se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$d = 5040 \left[\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right]^{1/2} \left[\frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (2.13)$$

⁶ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.14a.

Donde:

d: Diámetro interno del recipiente, in

T: Temperatura de operación, °R

Z: Factor de compresibilidad del gas

Q_g: Ratio de flujo de gas, MMscfd

P: Presión de operación, psia

ρ_l: Densidad del líquido, lb/ft³

ρ_g: Densidad del gas, lb/ft³

d_m: Diámetro de la gota, μm

C_D: Coeficiente de arrastre

✓ **Restricción de la capacidad de líquido⁷**

Durante el dimensionamiento de separadores bifásicos se debe de considerar un tiempo de retención de líquido para lograr alcanzar el equilibrio de fases. El tiempo de retención requiere de una combinación de diámetro y altura del separador. Se puede elegir cualquier diámetro mayor que el mínimo requerido para la capacidad de gas. La siguiente ecuación determinará el tamaño de un recipiente.

$$d^2h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \quad (2.14)$$

Donde:

h: Altura del volumen del líquido, in

t_r: Tiempo de retención del líquido, min

Q_l: Ratio de flujo de líquido, BPD

✓ **Longitud de costura a costura**

La longitud de costura a costura “L_{ss}” para un separador vertical bifásico se determina en función del diámetro y la altura del líquido,

⁷ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.15a.

también se debe de tener en cuenta una sección para la separación del gas y para la instalación de un extractor de neblina.

Se puede utilizar las siguientes ecuaciones para estimar el valor de L_{ss} :

Para diámetros ≤ 36 in⁸:

$$L_{ss} = \frac{h+76}{12} \quad (2.15)$$

Para diámetros > 36 in⁹:

$$L_{ss} = \frac{h+d+40}{12} \quad (2.16)$$

L_{ss} : Longitud de costura a costura, ft

h : Altura del nivel de líquido, in

d : Diámetro interno del recipiente, in

✓ **Relación de esbeltez**

La relación de esbeltez de un recipiente viene a ser la relación que existe entre su longitud y su diámetro, además nos indica que cuanto menor sea el diámetro, menos pesará el recipiente y, por lo tanto, menor será su costo. Sin embargo, hay un punto en el que la disminución del diámetro aumenta la posibilidad de que la alta velocidad en el flujo de gas cree ondas y re-arrastre líquidos en la interfaz gas-líquido.

La experiencia ha demostrado que los separadores de dos fases están diseñados para proporciones de esbeltez entre 3 y 4. Se pueden usar relaciones de esbeltez fuera del rango de 3 a 4, pero se debe verificar el diseño para asegurar que no ocurra el re-arrastre.

⁹ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.17a.

⁸ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.16a.

⁹ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.17a.

Se debe utilizar la siguiente ecuación para calcular la relación de esbeltez¹⁰:

$$S_R = \frac{12L_{SS}}{d} \quad (2.17)$$

S_R: Relación de esbeltez

L_{SS}: Longitud de costura a costura, ft

d: Diámetro interno del recipiente, in

✓ **Procedimiento para diseñar un separador vertical bifásico**

Los pasos para seguir se enumeran a continuación:

Paso 1: Establecer las bases de diseño. Esto incluye especificar los flujos de gas y petróleo crudo, la presión y temperatura de operación, grado API del crudo, tamaño de las gotas que se eliminarán, etc.

Paso 2: Calcular el valor de la velocidad de asentamiento inicial “V_t” usando la ecuación 2.12.

Paso 3: Calcular el número de Reynolds mediante la siguiente fórmula:

$$Re = \frac{0.0049 \rho_g d_m V_t}{\mu_g} \quad (2.18)$$

Paso 4: Con el número de Reynolds calculado en el paso 3, se busca el valor de C_D usando la ecuación 2.9.

Paso 5: Con el valor de C_D calculado en el paso 4, volver a calcular la velocidad de asentamiento “V_t” usando la ecuación 2.11.

Paso 6: Comparar el valor obtenido de “V_t” en el paso 5 con el valor obtenido en el paso 2, de manera que si son aproximados será el valor correcto, de lo contrario el nuevo valor de “V_t” debe ser usado en el paso 3 para repetir el proceso hasta

¹⁰ Maurice Stewart, Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators, Edición 2008, ítem 3.8.10

obtener valores similares de V_t , C_D y Re . Esto viene a ser un proceso iterativo y finalmente con los valores obtenidos se procede a continuar con los siguientes pasos.

Paso 7: Definir el tiempo de retención a utilizar en base a la Tabla N° 2.4.

Paso 8: Calcular el valor del diámetro mínimo “d” para el separador usando la ecuación 2.13. Se puede usar cualquier diámetro mayor que este valor.

Paso 9: Con el valor del diámetro “d” calculado en el paso 8, calcularla altura del volumen de líquido “h” usando la ecuación 2.14.

Paso 10: Con el valor del diámetro “d” y la altura de volumen de líquido “h” calculados en el paso 8 y 9, calcular la longitud de costura a costura “ L_{ss} ” usando las ecuaciones 2.15 o 2.16.

Paso 11: Compruebe la relación de esbeltez utilizando la ecuación 2.17, este valor debe estar entre 3 y 4.

En la selección final del separador, se debe tener en cuenta que es más económico seleccionar un tamaño estándar de recipiente. Los tamaños estándar de recipientes son obtenidos de la especificación API 12 J (Tabla 2).

d) Conceptos para el diseño mecánico de un separador vertical bifásico

El diseño mecánico de un separador consiste en definir los espesores a utilizar para cada componente del equipo, entre ellos tenemos el espesor del cilindro, cabezas, boquillas, orejas de izaje, entre otros. Este equipo por estar sometido a presión manométrica fue diseñado en base al código ASME, Sección VIII, División 1.

✓ **Recipiente sometido a presión**

Los recipientes sometidos a presión son contenedores cerrados para contener gases o líquidos bajo presión interna o externa, además deben ser capaces de soportar otras cargas.

✓ **Clasificación de un recipiente a presión**

Los recipientes a presión pueden clasificarse según la función que realicen como recipientes de almacenamiento o recipientes de procesos, según su forma pueden ser recipientes esféricos o recipientes cilíndricos.

Tabla N° 2.5
CLASIFICACIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN

<i>Clasificación de recipientes a presión</i>			
<i>Por su función</i>		<i>Por su forma</i>	
<i>Recipientes de almacenamiento</i>	<i>Recipientes de proceso</i>	<i>Recipientes esféricos</i>	<i>Recipientes cilíndricos</i>

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se realiza una breve descripción de la clasificación de los recipientes a presión.

- **Por su función**

- **Recipientes de almacenamiento:** Los recipientes de almacenamiento se usan como depósitos para almacenamiento de reservas de algún producto. Son conocidos como tanques de almacenamiento o tanques acumuladores.
- **Recipientes de proceso:** Los recipientes de proceso poseen una variedad de funciones aplicadas en diversas industrias. Estos recipientes se utilizan como separadores, tratadores, intercambiadores de calor, torres fraccionadoras, torres de destilación, entre otros.

- **Por su forma**

- **Recipientes esféricos:** Los recipientes esféricos por su forma estructural son los más eficientes para soportar altas presiones debido a que la presión interna actúa de manera uniforme en cada punto, lamentablemente su fabricación es muy compleja y costosa en comparación a los recipientes cilíndricos. Generalmente se utilizan para almacenamiento de fluidos a elevadas presiones.
- **Recipientes cilíndricos:** Los recipientes cilíndricos son los más utilizados debido a su facilidad para transporte y fabricación menos compleja y costosa en comparación con los recipientes esféricos. Estos pueden ser horizontales o verticales, según el servicio que desempeñen.

- ✓ **Generalidades del código ASME Sección VIII División 1**

El código ASME Sección VIII División 1 abarca las reglas de construcción de recipientes sometidos a presión. Esta división contiene requisitos obligatorios, prohibiciones específicas y pautas no obligatorias para materiales de recipientes a presión, diseño,

fabricación, examen, inspección, prueba, certificación y alivio de presión.

En base a esto se ha dividido el código en las siguientes partes:

Subsección A: Requerimientos generales.

- Parte UG: Requisitos generales para todos los métodos de construcción y todos los materiales

Subsección B: Requisitos relacionados con los métodos de fabricación de recipientes a presión.

- Parte UW: Requisitos para recipientes a presión fabricados mediante soldadura.
- Parte UF: Requisitos para recipientes a presión fabricados mediante forjado.
- Parte UB: Requisitos para recipientes a presión fabricados mediante soldadura fuerte o brazing.

Subsección C: Requerimientos de materiales.

- Parte UCS: Requisitos para recipientes a presión construidos con aceros al carbono y de baja aleación.
- Parte UNF: Requisitos para recipientes a presión construidos con materiales no ferrosos.
- Parte UHA: Requisitos para recipientes a presión construidos con acero de alta aleación.
- Parte UCI: Requisitos para recipientes a presión construidos con hierro fundido.
- Parte UCL: Requisitos para recipientes a presión soldados construidos de material con revestimiento integral resistente a la corrosión, revestimiento de superposición de metal soldado o revestimientos aplicados.

- Parte UCD: Requisitos para recipientes a presión construidos con hierro fundido dúctil.
- Parte UHT: Requisitos para recipientes a presión construidos con aceros ferríticos con propiedades de tracción mejoradas por tratamiento térmico.
- Parte ULW: Requisitos para recipientes a presión fabricados mediante construcción en capas.
- Parte ULT: Reglas alternativas para recipientes a presión construidos con materiales que tienen mayores esfuerzos permisibles a bajas temperaturas.
- Parte UHX: Reglas para intercambiadores de calor de carcasa y tubos.
- Parte UIG: Requisitos para recipientes a presión fabricados con grafito impregnado.

- **Limitaciones que presenta el ASME Sección VIII División 1**

Las restricciones para la aplicación del ASME Sección VIII División 1 se indican a continuación:

- Calentadores tubulares sujeto a fuego.
- Recipientes sometidos a presión de diseño interna o externa que no excedan los 15 psi.
- Recipientes con diámetro interno que no excedan las 6 in. (152mm).
- Recipientes a presión que son partes integrales o componentes de dispositivos mecánicos rotativos o alternativos.
- Sistema de tuberías.
- Componentes de tuberías.

✓ **Materiales para recipientes a presión**

La selección de los materiales para el diseño y fabricación de recipientes sometidos a presión dependerá principalmente del tipo de fluido a manejar, las condiciones de presión y temperatura, y la facilidad de adquirir el material en el mercado. Los materiales seleccionados deben estar listados en el código ASME Sección II Parte A.

Algunos de estos materiales se pueden clasificar en los siguientes:

- **Aceros al carbono:** Estos aceros son los más económicos y disponibles que podemos encontrar en el mercado, además son los más usados para el diseño y fabricación de recipientes a presión siempre y cuando no estén sometidos a condiciones extremas de presión, temperatura y otros.
- **Aceros de baja aleación:** Estos materiales son más costosos debido a que contienen propiedades superiores a las del acero al carbono como resultado de la adición de elementos de aleación como níquel, cromo y molibdeno, logrando así mayor resistencia mecánica y un mayor rango de temperatura.
- **Aceros de alta aleación:** Son conocidos como aceros inoxidable, en su composición encontramos un alto contenido de elementos de aleación lo que brinda elevada resistencia a la corrosión.

El cromo es un elemento fundamental en estos tipos de aleaciones debido a que reacciona con el oxígeno formando una capa de óxido de cromo, conocida como capa pasiva, que es impermeable e impide la reacción entre el oxígeno y el hierro, evitando la corrosión. Para que esto suceda, la mezcla debe de tener un mínimo de 10,5% de cromo, además de otros componentes, como el níquel, el silicio o el aluminio, lo que da lugar a diversos tipos de acero inoxidable

A continuación, se muestran algunos datos más relevantes de los materiales utilizados con más frecuencia de las secciones II y VIII del Código ASME.

Tabla N° 2.6
PROPIEDADES DE MATERIALES

Forma	Composición	Especificación ASME Sección II		Aplicación
		Nombre	Grado	
Planchas	C	SA-283	C	Calidad estructural. Para el uso en recipientes a presión se puede usar con ciertas limitaciones
	C	SA-285	C	Calderas para servicio estacionario y otros recipientes a presión
	C-Si	SA-515	60	Para temperatura intermedia y superior
	C-Si	SA-515	65	Para temperatura intermedia y superior
	C-Si	SA-515	70	Para temperatura intermedia y superior
	C-Si	SA-516	55	Para servicio de temperatura moderada y baja
	C-Si	SA-516	60	Para servicio de temperatura moderada y baja
	C-Mn-Si	SA-516	65	Para servicio de temperatura moderada y baja
Bridas & Conexiones	C-Si	SA-234	WPB	Para temperatura moderada y elevada
	C-Mn-Si	SA-105	-	Para temperatura ambiente y superior
	C-Si	SA-181	-	Para servicio general
	C-Mn-Si	SA-350	LF1	Para servicio a baja temperatura
	C-Mn	SA-350	LF2	Para servicio a baja temperatura
Tubería	C-Mn	SA-53	B	Para servicio general
	C-Mn	SA-106	B	Para servicio de alta temperatura
Pernos y tuercas	1Cr-1/5Mo	SA-193	B7	Para servicio de alta temperatura. Pernos 2 ½ in. Diámetro o menor
	C	SA-194	2H	Para tuerca de servicio de alta temperatura
	C	SA-307	B	Machine bolt para uso general
Barras	C	SA-36	-	Para fines estructurales en general
	C	SA-36	-	Para fines estructurales en general

Fuente: Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook

✓ **Propiedades elásticas de los sólidos**

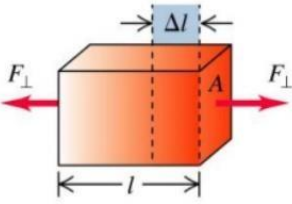
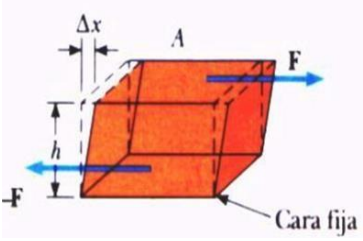
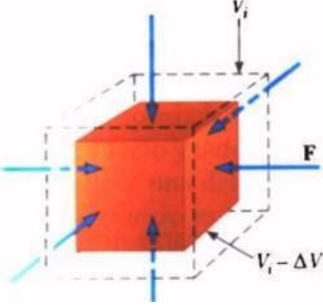
Las deformaciones en los materiales son consecuencias de procesos mecánicos generados a partir de fuerzas externas que afectan a las características mecánicas de los elementos constructivos. En el caso de las deformaciones, son una primera reacción del elemento a una fuerza externa, al tratar de adaptarse a ella.

• **Tipos de esfuerzos**

Se definen tres tipos de esfuerzos, los cuales a su vez cada uno posee un módulo elástico. Por ejemplo, los esfuerzos de tracción están relacionados con el módulo de Young, los esfuerzos de corte están relacionados con el módulo de corte y los esfuerzos volumétricos con el módulo volumétrico.

A continuación, podemos observar la Tabla N° 2.7 con descripciones y fórmulas referente a los tipos de esfuerzos.

Tabla N° 2.7
TIPOS DE ESFUERZOS Y MÓDULOS DE ELASTICIDAD EN MATERIALES

<i>Esfuerzo de Tracción</i>		
	<p><i>Módulo de Young</i></p> <p>Es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico y mide la resistencia de un sólido a un cambio en su longitud por efectos de esfuerzos de tracción.</p>	<p><i>Fórmula</i></p> $Y = \frac{F/A}{\Delta L/L}$
<i>Esfuerzo de Corte</i>		
	<p><i>Módulo de corte</i></p> <p>Mide la resistencia al movimiento de los planos paralelos dentro de un sólido, el esfuerzo cortante solo altera la forma del cuerpo y deja el volumen invariable</p>	<p><i>Fórmula</i></p> $S = \frac{F/A}{\Delta x/h}$
<i>Esfuerzo Volumétrico</i>		
	<p><i>Módulo volumétrico</i></p> <p>Mide la resistencia de los sólidos o líquidos a cambios en el volumen, esto debido a que el cuerpo es sometido a iguales de tracción o compresión.</p>	<p><i>Fórmula</i></p> $B = \frac{-F/A}{\Delta V/V_i}$

Fuente: Elaboración propia

- **Límite de elasticidad**

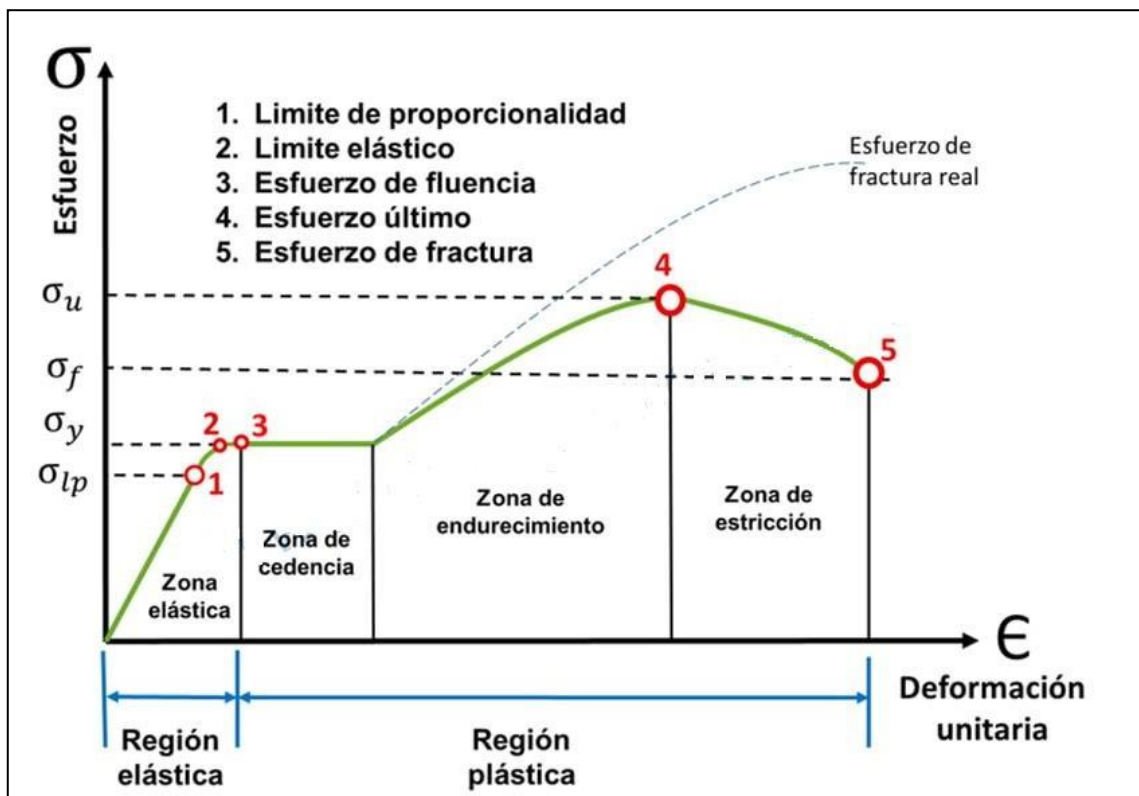
El límite elástico está definido como el esfuerzo máximo que puede experimentar un sólido sin quedar deformado permanentemente. Cuando se llega a exceder este límite el objeto se distorsiona permanentemente y no regresa a su estado original. El límite elástico es un punto bastante cercano al punto de fluencia, en

donde el material deja su propiedad elástica y en adelante se comportará como un material plástico, es decir, ya no tratará de recuperar su forma original.

En la Figura N° 24 podemos observar que al final de la zona elástica encontramos el límite elástico, pasando este punto entramos a la zona plástica en donde al seguir incrementando el esfuerzo al material se puede llegar al punto de fractura. Los límites entre la zona elástica y plástica son difíciles de determinar por tal motivo se debe de trabajar con un factor de seguridad durante el diseño para evitar futuros problemas.

La zona de trabajo para realizar un diseño está dada en la zona elástica.

Figura N° 2.22
DIAGRAMA ESFUERZO VS DEFORMACIÓN DEL ACERO



Fuente: Extraído de <https://deingenierias.com>

✓ **Parámetros para el diseño de un recipiente**

- **Presión de operación¹¹**

Es la presión en la parte superior de un recipiente, a la cual normalmente opera. Esto no debe exceder el MAWP y generalmente se mantiene a un nivel adecuado por debajo del seteo de los dispositivos de alivio de presión para evitar su apertura frecuente.

- **Presión de diseño¹²**

Es la presión utilizada en el diseño de un recipiente. Se recomienda diseñar un recipiente y sus partes para una presión superior a la presión de operación. Una presión de diseño superior a la presión de operación con 30 psi o un 10 por ciento adicional, la que sea mayor, satisfará este requisito. También se debe tener en cuenta la presión del fluido y otros contenidos del recipiente.

- **Presión de trabajo máxima admisible**

El MAWP es el nivel más alto de presión a la que podría estar expuesto un recipiente. Este valor se calcula en base a la parte más débil del recipiente, pudiendo ser superior o igual a la presión de diseño.

El valor del MAWP cambia a lo largo de la vida útil del equipo, el desgaste, el uso y la corrosión debilitan gradualmente un recipiente, lo que reduce su MAWP.

- **Presión de prueba¹³**

Los recipientes diseñados para presión interna se someterán a una presión de prueba hidrostática que en cada punto del recipiente sea

¹¹ Asme BPVC VIII, Edición 2017, Apéndice Mandatorio 3.

¹² Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook, Edición 2001, parte I.

¹³ Asme BPVC VIII, Edición 2017, UG-99.

al menos igual a 1.3 veces la presión de trabajo máxima admisible multiplicada por la relación de tensión más baja (LSR) para los materiales de límite de presión con los que está construido el recipiente. La relación de tensión para cada material límite de presión es la relación entre el valor de tensión S a su temperatura de prueba y el valor de tensión S a su temperatura de diseño.

$$P_p = 1.3P_D \text{ o } 1.3MAWP \left[\frac{S_a}{S_{DT}} \right] \quad (2.19)$$

P_p : Presión de prueba hidrostática, psi

P_D : Presión de diseño, psi

MAWP: Presión de trabajo máxima admisible

S_a : valor de tensión S a su temperatura de prueba

S_{DT} : valor de tensión S a su temperatura de diseño

- **Temperatura de diseño**

La temperatura de diseño viene a ser la temperatura máxima a la cual puede operar el recipiente bajo las condiciones de presión de diseño.

- **Temperatura mínima de diseño del metal (MDMT)¹⁴**

El MDMT será la temperatura más baja esperada en servicio o la temperatura más baja permitida, calculada para las partes individuales.

- **Margen de corrosión¹⁵**

El margen para la corrosión, erosión o abrasión mecánica de los recipientes o partes de recipientes es determinado en función del material, naturaleza del servicio y de la vida útil prevista del recipiente mediante un aumento adecuado en el espesor del

¹⁴ Dennis Moss, Pressure Vessel Design Manual, Edición 2004, Procedimiento 2-3

¹⁵ Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook, Edición 2001, parte I.

material sobre el determinado por las fórmulas de diseño, o utilizando algún otro método de protección adecuado.

Para los recipientes, en los cuales la velocidad de corrosión es predecible, la vida útil deseada del recipiente determinará la tolerancia de corrosión. En el caso de que el efecto de la corrosión es indeterminado, el juicio del diseñador. Una tasa de corrosión de 5 milésimas de pulgada por año (1/16 in = 12 años) suele ser satisfactoria para recipientes y tuberías.

El tiempo de vida deseado de un recipiente es una cuestión económica. Los recipientes principales suelen estar diseñados para una vida útil más prolongada (15 - 20 años), mientras que los recipientes menores para un período más corto (8 - 10 años).

✓ **Juntas en recipientes cilíndricos**

- **Categoría de juntas soldadas¹⁶**

La categoría de junta soldada define la ubicación de una junta en un recipiente, pero no el tipo de junta.

Las juntas incluidas en cada categoría se describen a continuación:

Categoría A:

- Las juntas soldadas longitudinales y en espiral dentro del cuerpo principal, cámaras comunicantes, transiciones de diámetro o boquillas.
- Cualquier junta soldada dentro de una esfera, dentro de una cabeza plana o formada, o dentro de las placas laterales de un recipiente de lados planos.
- Cualquier junta soldada a tope dentro de una hoja de tubos plana; juntas circunferenciales soldadas que conectan los

¹⁶ Asme BPVC VIII, Edición 2017, UW-3.

cabezales hemisféricos al cuerpo principal, a las transiciones de diámetro, a las boquillas o a las cámaras comunicantes.

Categoría B

- Las juntas soldadas circunferenciales dentro del cuerpo principal, cámaras comunicantes, boquillas o transiciones de diámetro, incluidas las juntas entre la transición y un cilindro en el extremo largo o corto.
- Juntas soldadas circunferenciales que conectan cabezas formadas que no sean hemisféricas al cuerpo principal, a las transiciones de diámetro, a las boquillas o a las cámaras comunicantes.

Categoría C

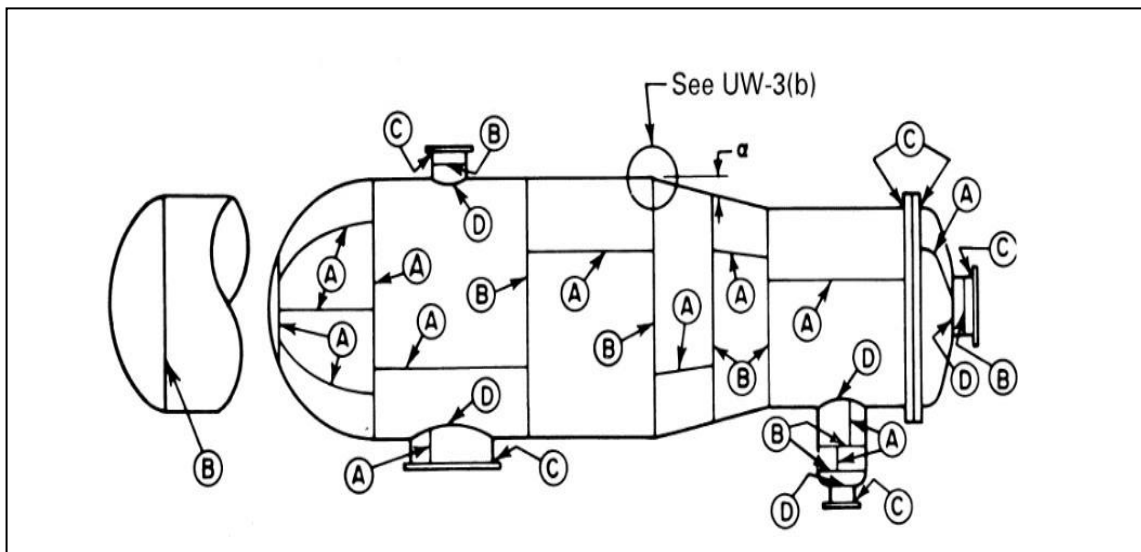
- Las juntas soldadas que conectan bridas, traslapes Van Stone, láminas de tubos o cabezas planas al cuerpo principal, a cabezas formadas, a transiciones de diámetro, a boquillas o a cámaras comunicantes.
- Cualquier junta soldada que conecte una placa lateral a otra placa lateral de un recipiente de lados planos.

Categoría D

- Las juntas soldadas que conectan las cámaras comunicantes o boquillas a cuerpos principales, a esferas, a transiciones de diámetro, a cabezas o recipientes de lados planos.
- Juntas que conectan boquillas a cámaras comunicantes.

La figura a continuación muestra las ubicaciones de juntas típicas incluidas en cada categoría.

Figura N° 2.23
UBICACIONES DE JUNTAS TÍPICAS SOLDADAS (CATEGORÍAS A, B, C Y D)



Fuente: Asme BPVC VIII, Figura UW-3

- **Eficiencia de junta**

La eficiencia de diferentes tipos de juntas se muestra en la Tabla N° 2.8, estas serán utilizadas en las fórmulas para calcular el espesor de pared del recipiente.

Tabla N° 2.8
EFICIENCIAS MÁXIMAS ADMISIBLES DE JUNTAS SOLDADAS CON ARCO Y GAS

Tipo No.	Descripción de la junta	Limitaciones	Categoría de junta	Grado de examen radiográfico.		
				Total	Puntos	Ninguno
(1)	<i>Juntas a tope por doble cordón de soldadura o por otro medio que obtenga la misma calidad de metal de soldadura depositado en la superficie interior y exterior de las planchas.</i>	<i>Ninguna</i>	<i>A, B, C y D</i>	<i>1.00</i>	<i>0.85</i>	<i>0.70</i>
(2)	<i>Junta a tope de un solo cordón de soldadura con tira de respaldo que queda en su lugar después de soldar.</i>	<i>(a) Ninguna</i>	<i>A, B, C y D</i>	<i>0.90</i>	<i>0.80</i>	<i>0.65</i>
		<i>(b) Juntas circunferenciales a tope con una placa desplazada</i>	<i>A, B y C</i>	<i>0.90</i>	<i>0.80</i>	<i>0.65</i>
(3)	<i>Junta a tope de un solo cordón sin uso de tira de respaldo</i>	<i>Solo juntas circunferenciales a tope, no más de 5/8" de espesor y no más de 24" de diámetro exterior</i>	<i>A, B y C</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.60</i>
(4)	<i>Junta traslapada de doble filete completo</i>	<i>(a) Juntas longitudinales no más de 3/8" de espesor</i>	<i>A</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.55</i>
		<i>(b) Juntas circunferenciales no más de 5/8" de espesor</i>	<i>B y C</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.55</i>
(5)	<i>Junta traslapada de un solo filete completo con soldaduras de tapón</i>	<i>(a) Juntas circunferenciales para fijar cabezas que no superen las 24" de diámetro exterior a cilindros de no más de 1/2" de espesor</i>	<i>B</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.50</i>
		<i>(b) Juntas circunferenciales para fijar a cilindros de chaquetas que no superen los 5/8" de espesor nominal donde la distancia desde el centro de la soldadura de tapón hasta el borde de la placa no sea menor de 1 1/2 veces el diámetro del agujero para el tapón</i>	<i>C</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.50</i>
(6)	<i>Junta traslapada de filete completo sin soldaduras de tapón</i>	<i>(a) Para la fijar cabezas convexas a presión a cilindros que no superen los 5/8" de espesor requerido, solo con el uso de soldadura de filete en el interior del cilindro</i>	<i>A y B</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.45</i>
		<i>(b) Para fijar cabezas que tienen presión en ambos lados, a cilindros que no superen las 24" de diámetro interior y no más de 1/4" de espesor requerido con soldadura de filete en el exterior de la cabeza bridada únicamente</i>	<i>A y B</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>	<i>0.45</i>

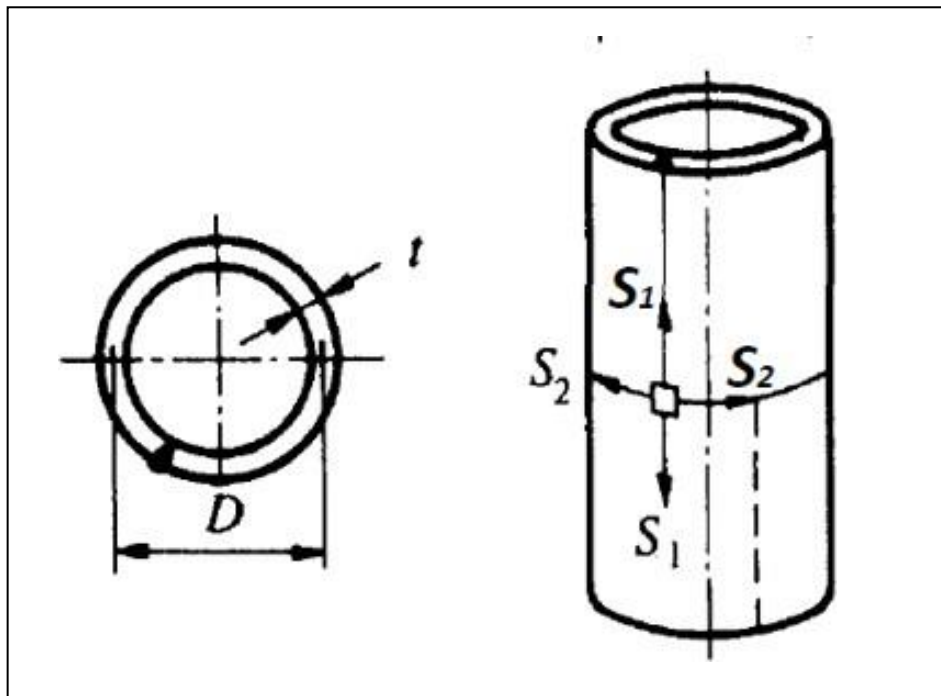
Fuente: Asme BPVC VIII, Tabla UW-12

- **Esfuerzos en cuerpos cilíndricos**

Cuando un cuerpo cilíndrico es sometido a presión uniforme interna o externa induce en la costura longitudinal una tensión unitaria dos veces mayor que en la costura circunferencial, esto debido a la geometría del cilindro.

En la siguiente figura se muestra el sentido de cómo actúa el esfuerzo circunferencial y el esfuerzo longitudinal en un cilindro.

Figura N° 2.24
ESFUERZOS ACTUANES EN UN CILINDRO



Fuente: Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook

- **Esfuerzo circunferencial:** El esfuerzo circunferencial actúa en dirección perpendicular al eje del cilindro y tiende a provocar la ruptura de este a lo largo de su generatriz (junta longitudinal). El esfuerzo circunferencial es la resultante principal de la presión.

$$S_2 = \frac{pD}{2t} \quad (2.20)$$

- **Esfuerzo longitudinal:** El esfuerzo longitudinal actúa en la dirección del eje del cilindro y tiende a provocar la ruptura de este a lo largo de la circunferencia (junta circunferencial). El esfuerzo longitudinal es el resultante de la presión y expansión térmica.

$$S_1 = \frac{PD}{4t} \quad (2.21)$$

Donde:

D: Diámetro principal del recipiente, in

P: Presión interna o externa, psi

S₁: Esfuerzo longitudinal, psi

S₂: Esfuerzo circunferencial (hoop), psi

t: Espesor del cilindro, excluyendo corrosión, in

✓ **Cálculo de espesores**

- **Cuerpos cilíndricos**

El mínimo espesor o la presión de trabajo máxima admisible de un cuerpo cilíndrico debe ser el espesor más grande o la menor presión dados en las siguientes formulas:

- **Juntas longitudinales¹⁷**

Cuando el espesor no exceda la mitad del radio interior, o P no exceda 0.385SE, las siguientes formulas son aplicables y estas están basadas en el esfuerzo circunferencial:

$$t = \frac{PR_0}{SE + 0.4P} \quad (2.22)$$

$$P = \frac{SEt}{R_0 - 0.4t} \quad (2.23)$$

¹⁷ Mandatory Appendix 1-1 ASME sección VIII, División 1, Edición 2019

– **Juntas circunferenciales**¹⁸

Cuando el espesor no exceda la mitad del radio interior, o P no excede 1.25SE, las siguientes formulas son aplicables y estas están basadas en el esfuerzo longitudinal:

$$t = \frac{PR}{2SE + 0.8P} \quad (2.24)$$

$$P = \frac{2SEt}{R - 0.4t} \quad (2.25)$$

Donde:

E: Eficiencia de junta

P: Presión de diseño, psi

R: Radio interior del cilindro, in

R₀: Radio exterior del cilindro, in

S: máximo valor de esfuerzo admisible, psi

t: Mínimo espesor requerido, in

• **Cabezales del recipiente**

Existen diversos tipos de cabezales que se muestran en el código ASME como las cabezas elípticas (relación 2:1), toriesféricas, hemisféricas, etc, su elección dependerá de la presión que deben soportar.

A continuación, se indica las fórmulas para el cálculo de espesor de cabezales elipsoidales:

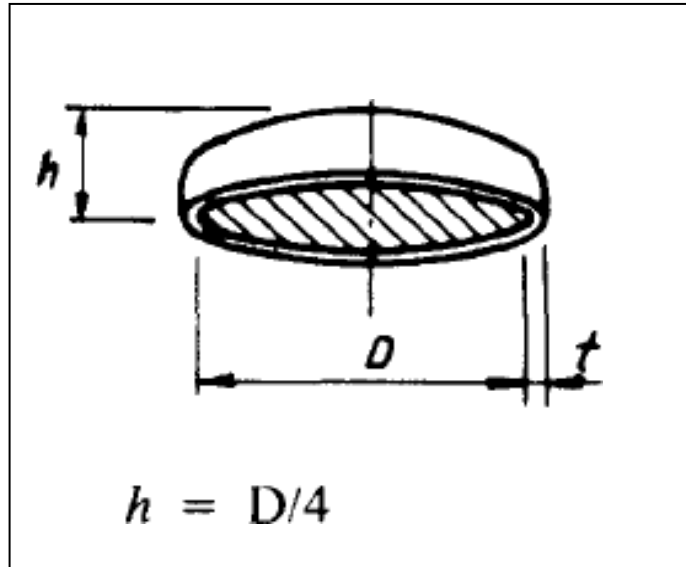
– **Cabezas elipsoidales**¹⁹

Las cabezas elipsoidales generalmente mantienen una relación entre el eje mayor y el eje menor, esta relación viene a ser de 2:1.

¹⁸ UG 27 (c)(2) ASME sección VIII, División 1, Edición 2019

¹⁹ Apéndice 1-4(c) ASME sección VIII, División 1, Edición 2019

Figura N° 2.25
CABEZA ELÍPTICA 2:1



Fuente: Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook

Las fórmulas que se deben aplicar según el Apéndice 1-4 (c) para cabezas elipsoidales en función del diámetro exterior del recipiente son las siguientes:

$$t = \frac{PD_0K}{2SE+2P(K-0.1)} \quad (2.26)$$

$$P = \frac{2SEt}{KD_0-2t(K-0.1)} \quad (2.27)$$

Donde:

$$K = \frac{1}{6} \left[2 + \left(\frac{D}{2h} \right)^2 \right] \quad (2.28)$$

De las fórmulas anteriores tenemos los siguientes parámetros:

D_0 : diámetro exterior del cabezal

t : mínimo espesor requerido después del conformado

P : presión interna de diseño

S : máximo esfuerzo admisible de trabajo

E : eficiencia de junta

K: factor en las ecuaciones para cabezas elipsoidales

h: mitad de la longitud del eje menor

- **Aberturas en recipientes**

Las aberturas en secciones cilíndricas de preferencia deben ser del tipo circular, elíptico o redondeado. En el caso de las boquillas que no salen de forma perpendicular al cilindro o cabeza del recipiente, se puede considerar como una abertura elíptica para propósitos de diseño.

Las aberturas debidamente reforzadas en cuerpos cilíndricos y cónicos no están limitadas en cuanto a tamaño, excepto con las siguientes disposiciones de diseño. Las aberturas según UG-36 hasta UG-43 (ASME Sección VIII, División 1) están limitadas por su tamaño según lo siguiente:

- Recipientes de 60 in. (1520mm) de diámetro interior y menos; sus aberturas no deben exceder la mitad del diámetro del recipiente y tampoco las 20 in. (510mm).
- Recipientes de más 60 in. (1520mm) de diámetro interior; sus aberturas no deben exceder un tercio del diámetro del recipiente y tampoco las 40 in. (1 020 mm).

Las aberturas en recipientes que no están sujetos a fluctuaciones rápidas de presión no requieren un refuerzo en las siguientes condiciones:

- Aberturas no mayores a 3 ½ in (90 mm) en cuerpos o cabezales con un espesor mínimo requerido de 3/8 in (10 mm) o menor.
- Aberturas no mayores a 2 3/8 in (60 mm) en cuerpos o cabezales cuyo espesor requerido sea mayor a 3/8" (10 mm).
- Conexiones roscadas, empernadas o expandidas en las cuales el orificio cortado en la carcasa o cabeza no es mayor de 2 3/8 in (60 mm) de diámetro.

Cálculo de espesores de cuellos en boquillas²⁰

El espesor mínimo del cuello de boquillas debe ser determinado de la siguiente manera:

Para las aberturas de acceso y las aberturas utilizadas solo para inspección:

$$t_{UG-45} = t_a \quad (2.29)$$

Para otras boquillas:

Determinar t_b :

$$t_b = \min[t_{b3}, \max(t_{b1}, t_{b2})] \quad (2.30)$$

$$t_{UG-45} = \max(t_a, t_b) \quad (2.31)$$

Donde:

t_a : Espesor mínimo de cuello requerido para presión interna y externa usando UG-27 y UG-28 (más margen de corrosión y roscado), según corresponda.

t_{b1} : para recipientes bajo presión interna, el espesor (más el margen de corrosión) requerido para la presión (asumiendo $E = 1.0$) para la carcasa o cabeza en el lugar donde el cuello de la boquilla u otra conexión se une al recipiente, pero en ningún caso menor que el espesor mínimo especificado para el material en UG-16 (b).

t_{b2} : para recipientes bajo presión externa, el espesor (más el margen de corrosión) obtenido al usar la presión de diseño externa como una presión de diseño interna equivalente (asumiendo $E = 1.0$) en la fórmula o la carcasa o cabeza en la ubicación donde el cuello de la boquilla u otra conexión se adhiera al recipiente, pero

²⁰ UG 45 ASME sección VIII, División 1, Edición 2019

en ningún caso menor que el espesor mínimo especificado para el material en UG-16 (b).

t_{b3} : el espesor dado en la Tabla UG-45 más el espesor agregado para tolerancia a la corrosión.

t_{UG-45} : mínimo espesor de cuello de boquillas.

Tabla N° 2.9
REQUERIMIENTOS DE ESPESOR MINIMO DE BOQUILLAS

Tamaño nominal	Espesor mínimo de pared	
	<i>in.</i>	<i>mm</i>
NPS 1/8 (DN 6)	0.060	1.51
NPS 1/4 (DN 8)	0.077	1.96
NPS 3/8 (DN 10)	0.080	2.02
NPS 1/2 (DN 15)	0.095	2.42
NPS 3/4 (DN 20)	0.099	2.51
NPS 1 (DN 25)	0.116	2.96
NPS 1 1/4 (DN 32)	0.123	3.12
NPS 1 1/2 (DN 40)	0.127	3.22
NPS 2 (DN 50)	0.135	3.42
NPS 2 1/2 (DN 65)	0.178	4.52
NPS 3 (DN 80)	0.189	4.80
NPS 3 1/2 (DN 90)	0.198	5.02
NPS 4 (DN 100)	0.207	5.27
NPS 5 (DN 125)	0.226	5.73
NPS 6 (DN 150)	0.245	6.22
NPS 8 (DN 200)	0.282	7.16
NPS 10 (DN 250)	0.319	8.11
≥ NPS 12 (DN 300)	0.328	8.34

Fuente: Asme BPVC VIII, Tabla UG-45

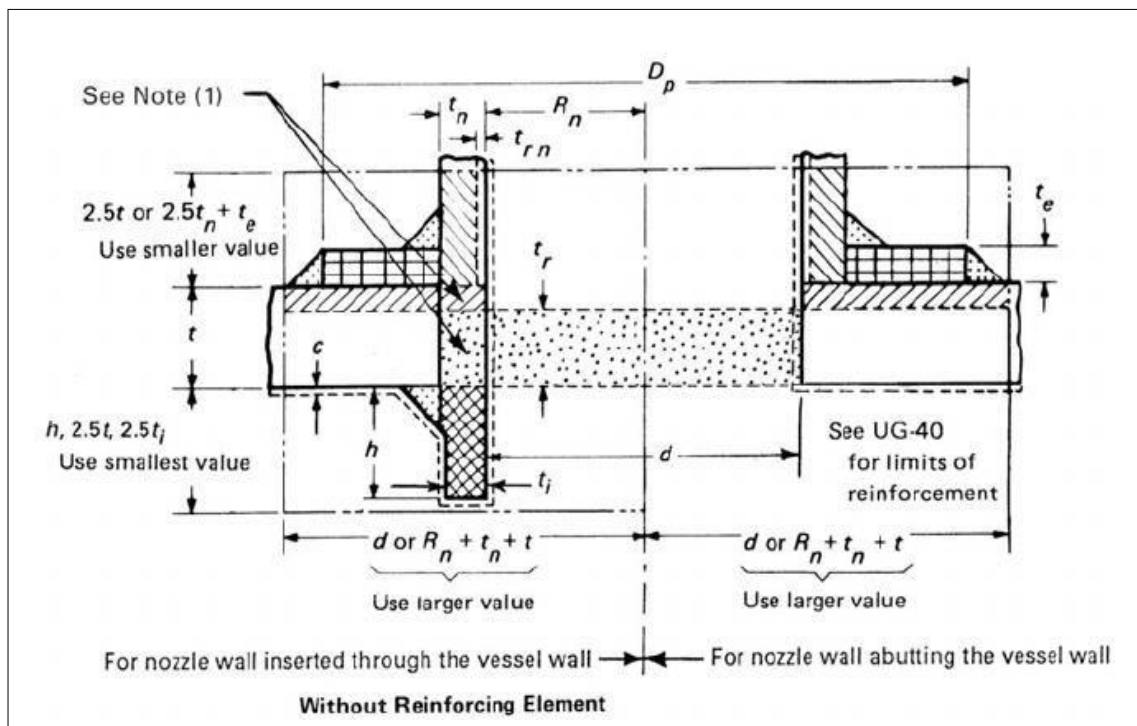
Reforzamiento de boquillas

Los recipientes a presión deben de constar de boquillas de ingreso, salida y otros; para lo cual durante su instalación se debe perforar al cilindro o cabeza, esto genera una pérdida de área de material,

la cual debe ser compensada por el material en exceso del cuello de la boquilla o un elemento de refuerzo (plancha de refuerzo).

A continuación, se muestra las fórmulas a utilizar para verificar si la boquilla está correctamente reforzada.

Figura N° 2.26
CORTE TRANSVERSAL DE BOQUILLA EN RECIPIENTE CON PLANCHA DE REFUERZO



Fuente: Asme BPVC VIII, Figura UG-37.1

De la Figura N° 28 tenemos los siguientes parámetros:

C: corrosión permisible in

D_p : diámetro externo del elemento refuerzo in

d : diámetro interior final de la boquilla in

h : distancia de la proyección interna de la boquilla

R_n : radio interno de la boquilla in

t : espesor especificado del recipiente in

t_e : espesor del elemento de refuerzo in







t_n : espesor de la boquilla in

t_r : espesor requerido de cilindro o cabeza in

t_m : espesor requerido de la boquilla in

t_i : espesor nominal de la proyección interna de la conexión

Tabla N° 2.10
FÓRMULAS PARA CALCULAR EL ÁREA REQUERIDA Y DISPONIBLE – SIN REFUERZO

Sin Elemento de Refuerzo			
	$= A =$	$d t_r F + 2 t_n t_r F (1 - f_{r1})$	Área requerida
	$= A_1 =$	$d (E_1 t - F t_r) - 2 t_n (E_1 t - F t_r) (1 - f_{r1})$	Área disponible en cilindro; usar el valor mayor
		$2(t - t_n)(E_1 t - F t_r) - 2 t_n (E_1 t - F t_r) (1 - f_{r1})$	
	$= A_2 =$	$5(t_n - t_m) f_{r2} t$	Área disponible en la parte externa de la boquilla; usar el valor más pequeño
		$5(t_n - t_m) f_{r2} t_n$	
	$= A_3 =$	$5 t_i f_{r2}$	Área disponible en boquilla interna; usar el valor más pequeño
		$5 t_i t_i f_{r2}$	
		$2 h t_i f_{r2}$	
	$= A_{41} =$	$(leg)^2 f_{r2}$ soldadura externa en boquilla	Área disponible en soldadura externa
	$= A_{43} =$	$(leg)^2 f_{r2}$ soldadura interna en boquilla	Área disponible en soldadura interna
Si $A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} \geq A$			El reforzamiento de la abertura es <i>Adecuado</i>
Si $A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{43} < A$			La abertura no está reforzada adecuadamente, por lo que se deben agregar elementos de refuerzo y/o aumentar el espesor

Fuente: Asme BPVC VIII, Figura UG-37.1

De la Tabla N° 2.10 tenemos los siguientes parámetros:

A: área requerida, in²

A1: área en exceso, disponible en el cuerpo o la cabeza, in²

A2: área disponible en la proyección externa de la boca, in²

A3: área disponible en la proyección interna de la boca, in²

A41: área disponible en soldadura externa: in²

A43: área disponible en soldadura interna refuerzo, in²

d: diámetro interior final de la boquilla, in

E1: 1 (Eficiencia de soldadura)

F: factor de corrección

h: distancia de la proyección interna de la boquilla

fr1 Sn/Sv: para boquillas insertadas en el recipiente

t: espesor especificado del recipiente in





t_n: espesor de la boquilla in

t_r: espesor requerido de cilindro o cabeza in

t_{rn}: espesor requerido de la boquilla in

t_i: espesor nominal de la proyección interna de la conexión.

Tabla N° 2.11
FÓRMULAS PARA CALCULAR EL ÁREA REQUERIDA Y DISPONIBLE –
CON REFUERZO

Con Elemento de Refuerzo		
$A =$	<i>Similar como A, arriba</i>	Área requerida
$A_1 =$	<i>Similar como A1, arriba</i>	Área disponible
$A_2 =$	$5(t_n - t_m) f_{r2} t$ $2(t_n - t_m)(2.5t_n + t_e) f_{r2}$	área disponible en la parte externa de la boquilla; usar el valor más pequeño
$A_3 =$	<i>Similar como A3, arriba</i>	área disponible en boquilla interna
 = $A_{41} =$	$(leg)^2 f_{r3}$ soldadura externa en boquilla	Área disponible en soldadura externa
 = $A_{42} =$	$(leg)^2 f_{r4}$ soldadura en elemento externo	Área disponible en soldadura externa de placa de refuerzo
 = $A_{43} =$	$(leg)^2 f_{r2}$ soldadura interna en boquilla	Área disponible en soldadura interna
 = $A_5 =$	$(D_p - d - 2t_n) t_e f_{r4}$	Área disponible en plancha de refuerzo
Si $A_1 + A_2 + A_3 + A_{41} + A_{42} + A_{43} \geq A$		El reforzamiento de la abertura es <i>Adecuado</i>

Fuente: Asme BPVC VIII, Figura UG-37.1

De la Tabla N° 2.11 tenemos los siguientes parámetros:

A: área requerida, in²

A1: área en exceso, disponible en el cuerpo o la cabeza, in²

A2: área disponible en la proyección externa de la boca, in²

A3: área disponible en la proyección interna de la boca, in²

A41: área disponible en soldadura externa, in²

A42: área disponible en soldadura externa de placa de refuerzo, in²

A43: área disponible en soldadura interna refuerzo, in²

A5: área disponible en plancha de refuerzo, in²

D_p : diámetro externo del elemento refuerzo, in
 d : diámetro interior final de la boquilla, in
 E_1 : 1 (Eficiencia de soldadura)
 F : factor de corrección
 h : distancia de la proyección interna de la boquilla
 fr_1 S_n/S_v : para boquillas insertadas en el recipiente
 fr_3 : (el menor de S_n o S_p)/ S_v
 fr_4 : S_p/S_v
 t : espesor especificado del recipiente, in
 t_e : espesor del elemento de refuerzo, in
 t_n : espesor de la boquilla, in
 t_r : espesor requerido de cilindro o cabeza, in
 t_{rn} : espesor requerido de la boquilla, in
 t_i : espesor nominal de la proyección interna de la conexión

- **Orejas de izaje**

Las orejas de izaje son elementos de los recipientes a presión, a través de estos se facilita el transporte de equipos. Las orejas de izaje son diseñadas a criterio del ingeniero diseñador, en el ASME Sección VIII no indica ninguna restricción en cuanto a su diseño.

A partir de la Tabla N° 2.12, extraída del Pressure Vessel Design Manual (Dennis Moss) se puede obtener las dimensiones mínimas como base para poder iniciar el análisis de cálculo de las orejas de izaje.

Las orejas de izaje consiste en un cuerpo sólido con agujero, el cual será unido mediante soldadura al recipiente. Las orejas de izaje

deben ser de un material igual o superior en cuanto a resistencia mecánica comparado con el material del recipiente.

Tabla N° 2.12
DIMENSIONES MÍNIMAS PARA OREJAS DE IZAJE

VESSEL WEIGHT (Lbs)	A(in)	D1(in)	B(in)	C(in)	t _L (in)
4000	3	0.88	1.5	2	0.5
6000	3.5	1	1.63	2	0.63
8000	4	1.13	1.75	2	0.63
10000	4.5	1.25	2	2	0.75
12000	5	1.38	2.13	3	0.88
140000	5.5	1.5	2.38	3	1
160000	6.5	1.63	2.5	3	1
180000	7	1.75	2.75	3	1

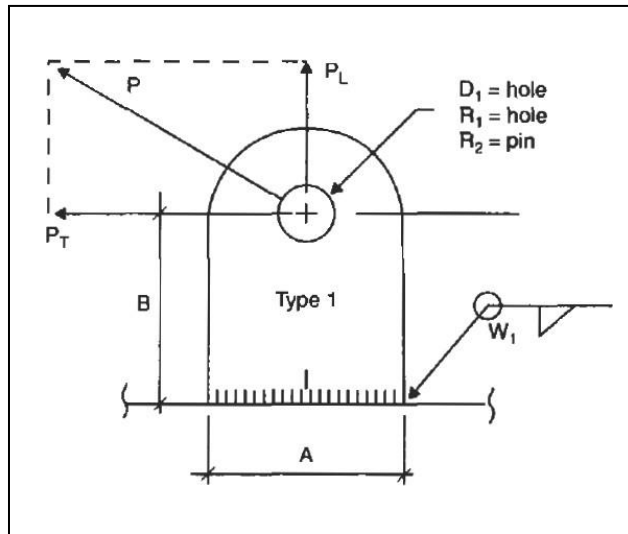
Fuente: Dennis Moss, Pressure Vessel Design Manual

Para realizar el dimensionamiento de las orejas de izaje vamos a dividir el cálculo en dos partes, primero se realiza un cálculo de resistencia por corte, tensión y flexión para estimar el espesor mínimo requerido de la oreja de izaje y posteriormente se realiza un cálculo de resistencia de los cordones de soldadura

– **Cálculo de resistencia en la oreja de izaje**

Para obtener el espesor de la oreja se realiza un análisis de resistencia por flexión, corte y tensión en la sección donde el área es menor. A continuación, se indica la gráfica y ecuaciones a utilizar en el cálculo:

Figura N° 2.27
OREJA DE IZAJE, FUERZAS Y DIMENSIONES



Fuente: Dennis Moss, Pressure Vessel Design Manual

Espesor debido a flexión:

$$t_L = \frac{6P_T B}{A^2 F_b} \quad (2.32)$$

Espesor debido a corte:

$$t_L = \frac{P_T}{(A - D_1) F_s} \quad (2.33)$$

Espesor debido a tensión:

$$t_L = \frac{P_L}{(A - D_1) F_t} \quad (2.34)$$

El espesor mínimo de la oreja t_L será el mayor valor de resolver las ecuaciones anteriormente mencionadas.

– Cálculo de resistencia de los cordones de soldadura

En este punto se debe de verificar que la soldadura a aplicar sea lo suficiente para fijar las orejas y soportar la carga del recipiente en el momento del izaje.

A continuación, se muestra las fórmulas a aplicar en el cálculo

del tamaño de soldadura.

$$r_w = \frac{6P_T B}{2A^2} \quad (2.35)$$

$$r_w = \frac{P_L}{2A} \quad (2.36)$$

Elegir el mayor valor de resolver las ecuaciones 2.37 y 2.38.

Tamaño de soldadura:

$$w = \frac{c_w}{f} \quad (2.37)$$

Donde:

t_r : Espesor mínimo de oreja, in

A: Base de la oreja, in

B: Distancia desde la base al centro del agujero, in

P_T : Carga transversal en cada lug, lb

P_L : Carga longitudinal en cada lug, lb

F_b : Esfuerzo admisible por flexión, psi

F_s : Esfuerzo admisible por corte, psi

F_t : Esfuerzo admisible por tensión, psi

D_1 : Diámetro del agujero, in

f: Carga admisible en la soldadura, 9.6 kips per in²

- **Faldón**

Uno de los métodos más comunes para sostener recipientes a presión verticales es mediante el uso de una carcasa cilíndrica o cónica enrollada, conocida como faldón o skirt. Este elemento puede soldarse por solape, en filete o a tope directamente al recipiente. Este método de soporte es atractivo desde el punto de vista del diseñador porque minimiza las tensiones locales en el

punto de unión y la carga directa se distribuye uniformemente por toda la circunferencia.

La línea crítica en el soporte del faldón es la soldadura que une el recipiente al faldón. Esta soldadura, además de transmitir el peso total y los momentos de vuelco, también debe resistir los esfuerzos térmicos y de flexión debidos a la caída de temperatura en el faldón.

Debido a que el faldón es un accesorio del recipiente a presión, la selección del material no se rige por el Código ASME. Sin embargo, cualquier material seleccionado debe ser compatible con el material del recipiente en términos de soldabilidad

Para estimar las dimensiones del faldón se utilizó el software PV Elite, el cual te facilita herramientas amigables para este cálculo.

e) Definición de términos básicos

A continuación, se presenta la definición de los términos básicos a utilizarse en el informe para una mejor comprensión, como:

- **Cabezal:** Extremo de una carcasa cilíndrica. Los tipos de cabezales más comúnmente utilizados son hemisféricos, elipsoidales, bridados y cóncavos, cónicos y planos.
- **Carcasa o cilindro:** Es la parte cilíndrica de un recipiente. En un recipiente esférico se llama también carcasa esférica.
- **Crudo:** Hidrocarburos (gas y petróleo) obtenidos de depósitos subterráneos.
- **Esfuerzo:** Fuerza interna ejercida por cualquiera de las dos partes adyacentes de un cuerpo sobre la otra a través de un plano imaginario de separación. Cuando las fuerzas son paralelas al plano, el esfuerzo se denomina esfuerzo cortante; cuando las fuerzas son normales al plano, la tensión se denomina tensión normal; cuando la tensión normal se dirige hacia la parte sobre la

que actúa, se denomina tensión compresiva; cuando se aleja de la parte sobre la que actúa, se denomina tensión de tracción.

- **°API:** Escala de gravedad específica del líquido definida por $^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{SG}@ 60/60^{\circ}\text{F}) - 131.5$.
- **Presión de diseño:** Es la presión utilizada en el diseño de un componente del recipiente para la condición más severa de presión y temperatura coincidentes esperadas en el funcionamiento normal.
- **Presión de Operación:** Es la presión en el recipiente durante el funcionamiento normal, no debe exceder el MAWP, y generalmente se mantiene a un nivel adecuado por debajo del ajuste de los dispositivos de alivio de presión para evitar la apertura frecuente. (API 12J, edición 2008).
- **Recipiente a presión:** Recipiente metálico generalmente cilíndrico o esferoide, capaz de soportar diversas cargas.
- **Separador:** Recipiente utilizado en el campo para remover líquido(s) de la corriente de pozo de los componentes del gas. Pueden ser de dos fases que remueven el total de líquido del gas o de tres fases que también remueven el agua libre del hidrocarburo líquido. (API 12J, edición 2008).
- **Facilidades de producción:** Conjunto de equipos cuya función principal es la de recibir los extraído de un conjunto de pozos cercanos para luego separar, almacenar y enviar a otras zonas para su tratamiento.
- **BPD:** Unidad de medida, cuyo significado es barriles por día.
- **MMSCFD:** Unidad de medida, cuyo significado es millones de pies cúbicos estándar por día.

2.1.2. Aspectos Normativos

- ✓ API 12 J: Especificación para separadores de oil y gas (Edición 2008). De la especificación en mención se consideró el Anexo A y Anexo C, de los cuales se recogió los conceptos básicos para el proceso de separación del crudo y gas, así como también guías para el dimensionamiento del separador.
- ✓ ASME Sección VIII, División 1: Código de calderas y recipientes a presión (Edición 2017). Del código en mención se consideró los siguientes:
 - Apéndice Mandatorio 3 correspondiente a definiciones. De lo cual se recogió conceptos básicos.
 - Parte UW-3 correspondiente a categoría de uniones soldadas. De lo cual se recogió conceptos básicos.
 - Parte UW-12 correspondiente a eficiencia de juntas. De los cual se recogió conceptos básicos y tabla de eficiencias de acuerdo con el tipo de junta.
 - Parte UG-27 correspondiente a cálculo de espesor de cilindros bajo presión interna. De lo cual se recogió conceptos básicos y fórmulas para calcular espesor de cilindro y boquillas.
 - Parte UG-99 correspondiente a prueba hidrostática. De lo cual se recogió conceptos básicos y fórmula para el cálculo de la prueba hidrostática.
 - Apéndice Mandatorio 1-4 correspondiente a fórmulas para el diseño de cabezas formadas bajo presión interna. De lo cual se recogió conceptos básicos y fórmulas para calcular espesor de cabezas.
 - Parte UG-37 correspondiente a reforzamiento requerido para aberturas en cilindros y cabezas formadas. De lo cual se recogió



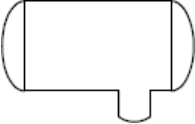
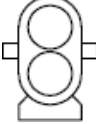
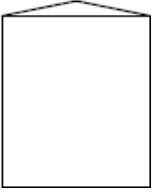
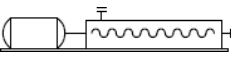
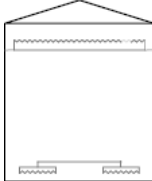


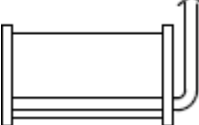
conceptos básicos y fórmulas para calcular el reforzamiento de boquillas.

- ✓ ASME B16.5: Bridas para tuberías y accesorios bridados (Edición 2013). De la norma en mención se consideró la Tabla 2-1.1, donde se muestra las presiones que soporta los materiales del grupo 1.1 (ASTM A105) a cierta temperatura. De lo cual sirvió para determinar la clase de las bridas a utilizar.
- ✓ ASME B36.10: Tubería de acero forjado soldada y sin costura (Edición 2004). De la norma en mención se consideró la Tabla 1, donde se muestra las dimensiones de diversos tamaños de tuberías (diámetro y espesor), lo cual sirvió para seleccionar un espesor comercial para los cuellos de boquillas.
- ✓ AWS A2.4: Símbolos estándares para soldadura, soldadura fuerte y examinación no destructiva (Edición 2007). Del estándar en mención se consideró el Anexo E, donde se muestra la simbología básica para la aplicación de soldadura entre las planchas, cuellos de boquillas, unión de accesorios y otros.
- ✓ ASME B16.11: Accesorios forjados, enchufe – soldado y roscado (Edición 2009). Del estándar en mención se consideró la Tabla 4 Accesorios roscados, donde indica las dimensiones para los couplings a utilizar para las boquillas.

2.1.3. Simbología Técnica

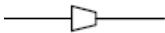
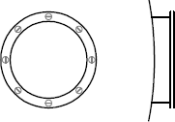
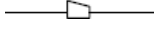

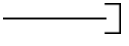

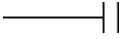

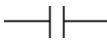






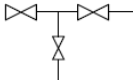


A continuación, se muestra la simbología utilizada en el presente informe:

Tabla N° 2.13
SIMBOLOGÍA DE EQUIPOS ESTÁTICOS Y ROTATIVOS

Equipos Estáticos	Equipos Rotativos
 <p data-bbox="528 483 775 517">Recipiente vertical</p>	 <p data-bbox="1102 483 1342 517">Bomba centrífuga</p>
 <p data-bbox="560 685 807 752">Recipiente horizontal con bota</p>	 <p data-bbox="1118 685 1318 719">Bomba rotativa</p>
 <p data-bbox="536 920 799 954">Tanque atmosférico</p>	 <p data-bbox="1118 920 1390 987">Bomba de cavitación progresiva</p>
 <p data-bbox="592 1189 743 1223">Gun Barrel</p>	 <p data-bbox="1142 1189 1222 1223">Motor</p>
 <p data-bbox="536 1424 775 1491">Estaca de venteo (Flare)</p>	 <p data-bbox="1110 1424 1366 1458">Calentador térmico</p>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 2.14
SIMBOLOGÍA DE ACCESORIOS DE TUBERÍA Y MISCELÁNEOS

Accesorios de tubería	Misceláneos
 <p>Reducción concéntrica</p>	 <p>Entrada hombre</p>
 <p>Reducción excéntrica</p>	 <p>Rompedor de vórtice</p>
 <p>Tapón roscado</p>	 <p>Atrapallamas</p>
 <p>Brida ciega</p>	 <p>Venteo con malla antipájaros</p>
 <p>Conexión bridada</p>	 <p>Tapa de emergencia</p>
 <p>Tapón</p>	 <p>Eliminador de niebla</p>
 <p>Válvula bridada</p>	 <p>Sello de diafragma</p>
 <p>Conexión por acople</p>	 <p>Arreglo de doble bloqueo y purga</p>
 <p>Junta de expansión</p>	 <p>Amortiguador de pulsaciones</p>

Fuente: Referencia ISA 5.1 – Tabla 5.3.1

Tabla N° 2.15
SIMBOLOS BÁSICOS DE SOLDADURA

Importancia de Ubicación	Filete	Tápon	Ranura	Punto de Proyección	Espárrago	Costura	Respaldo ó Soporte	Recubrimiento	Borde
Lado Flecha									
Lado Posterior					No Usado			No Usado	
Ambos Lados		No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	
Lado Flecha ó Posterior sin Relevancia	No Usado	No Usado	No Usado		No Usado		No Usado	No Usado	No Usado
Significado de su Colocación	Ranura							Empalme de Junta Soldada	
	Cuadrado	V	Bisel	U	J	Ranura-V	Bisel de Ranura		
Lado Flecha									
Lado Posterior									
Ambos Lados									
Lado Flecha ó Posterior sin Relevancia	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	No Usado	
Símbolos Suplementarios					Ubicación Estándar de los Elementos de un Símbolo de Soldadura				

Fuente: para Estándar de Símbolos Soldadura AWS A2.4

2.2. Descripción de las actividades desarrolladas

2.2.1. Etapas de las actividades

El diseño de un separador vertical bifásico para una capacidad de producción de 2.5 MMSCFD de gas natural y 5500 BPD de crudo liviano se realizó en tres semanas durante los meses de febrero y marzo del año 2019, ejecutados en cuatro etapas que se describen a continuación.

Etapas 1. Parámetros de diseño: Esta etapa consistió en revisar los requerimientos del cliente, así como la información brindada referente a la mezcla a separar. Además de definir algunos parámetros faltantes para el diseño.

Etapas 2. Diseño hidráulico del separador: Dentro de la Etapa 2 se tienen diversas actividades a realizar para lograr obtener las dimensiones del separador (diámetro y longitud), en base a la metodología planteada por Maurice Stewart.

Etapas 3. Diseño mecánico del separador: En esta etapa se realiza diversas actividades con la finalidad de obtener los espesores del cilindro, cabezas, boquillas y otros.

Etapas 4. Elaboración de documentación: Después de realizar los cálculos para obtener las dimensiones del separador vertical bifásico se procede a la elaboración de la documentación que se debe presentar al cliente, estos son planos de fabricación del equipo, reporte del diseño hidráulico y el reporte del diseño mecánico.

En la Tabla N° 2.16 se indica las actividades pertenecientes a cada una de las etapas del diseño.

Tabla N° 2.16
ETAPAS DEL PROYECTO

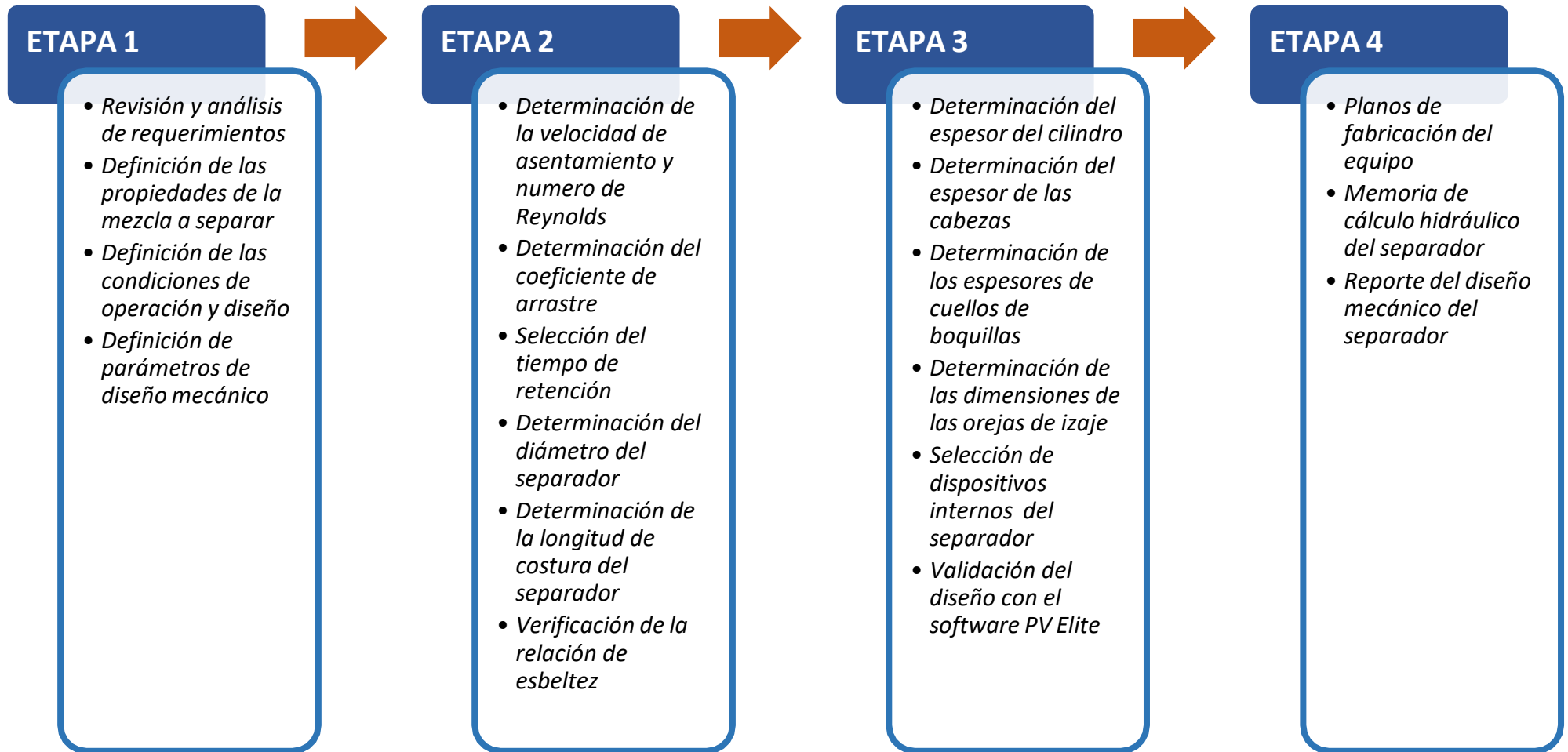
ETAPA 1: Parámetros de diseño	ETAPA 2: Diseño hidráulico del separador	ETAPA 3: Diseño mecánico del separador	ETAPA 4: Elaboración de documentación
<p>Actividades</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Revisión y análisis de requerimientos 2. Definición de las propiedades de la mezcla a separar 3. Definición de condiciones de operación y diseño 4. Definición de parámetros de diseño mecánico 	<p>Actividades</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determinación de la velocidad de asentamiento y número de Reynolds 2. Determinación del coeficiente de arrastre 3. Selección del tiempo de retención 4. Determinación del diámetro del separador 5. Determinación de la longitud de costura del separador 6. Verificación de la relación de esbeltez 	<p>Actividades</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determinación del espesor del cilindro 2. Determinación de los espesores de las cabezas 3. Determinación de los espesores de cuellos de boquillas 4. Determinación de las dimensiones de las orejas de izaje 5. Selección de dispositivos internos del separador 6. Validación del diseño con el software PV Elite 	<p>Actividades</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planos de fabricación del equipo 2. Memoria de cálculo hidráulico del separador 3. Reporte del diseño mecánico del separador

Fuente: Elaboración Propia

2.2.2. Diagrama de flujo

El siguiente esquema muestra las actividades por cada etapa del proyecto:

Figura N° 2.28
ETAPAS DEL PROYECTO



Fuente: Elaboración Propia

2.2.3. Cronograma de actividades

Tabla N° 2.17

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

ETAPAS DE ACTIVIDADES REALIZADAS	DURACIÓN	FEBRERO 2019						MARZO 2019												
		23	24	25	26	27	28	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Etapa 1: Parámetros de diseño	3 días																			
Revisión y Análisis de requerimientos	2 días	■	■				NO LABORABLE							NO LABORABLE						
Definición de las propiedades de la mezcla a separar	1 día			■																
Definición de las condiciones de operación	1 día			■																
Definición de parámetros de diseño mecánico	1 día			■																
Etapa 2: Diseño hidráulico	2 días																			
Determinación de la velocidad de asentamiento y número de Reynolds	1 día				■		NO LABORABLE						NO LABORABLE							
Determinación del coeficiente de arrastre	1 día				■															
Selección del tiempo de retención	1 día				■															
Determinación del diámetro del separador	1 día					■														
Determinación de la longitud de costura del separador	1 día					■														
Verificación de la relación de esbeltez	1 día					■														
Etapa 3: Diseño mecánico	4 días																			
Determinación del espesor del cilindro	1 día						NO LABORABLE	■					NO LABORABLE							
Determinación de los espesores de las cabezas	1 día								■											
Determinación de los espesores de cuellos de boquillas	1 día								■											
Determinación de las dimensiones de las orejas de izaje	1 día									■										
Selección de dispositivos internos del separador	1 día										■									
Validación del diseño con el software PV Elite	1 día										■									
Etapa 4: Elaboración de documentación	6 días																			
Planos de fabricación del equipo	6 días						NO LABORABLE					■	NO LABORABLE	■	■	■	■	■		
Memoria de cálculo hidráulico del separador	1 día																		■	
Reporte del diseño mecánico del separador	1 día																		■	

Fuente: Elaboración Propia

III. APORTES REALIZADOS

Este informe constituye un aporte a la industria petrolera, ya que sirve como guía para el diseño tanto hidráulico como mecánico, proporcionando fundamentos teóricos que permitan la óptima comprensión de la terminología relacionada con el separador vertical bifásico, el cual es uno de los equipos principales en la separación de fases del petróleo crudo. Aquí se plasma un resumen de cómo aplicar la teoría de sedimentación de gotas para el diseño hidráulico, así como también un resumen de la aplicación del código ASME Sección VIII División 1 utilizado para el diseño mecánico del equipo.

3.1. Planificación, ejecución y control de etapas

Las etapas de la ingeniería para el adecuado desarrollo durante el diseño del separador vertical bifásico se ejecutaron de manera secuencial, en base a un cronograma de actividades y a un proceso de trabajo basado en el uso de plantillas de cálculo y el uso del software PV Elite. Las evidencias de dichas etapas se describen a continuación:

✓ **Etapas 1: Parámetros de diseño**

En esta etapa se recopila toda la información necesaria para el diseño, y se establece los requerimientos con el cliente. Se realizaron las siguientes actividades:

- **Revisión y análisis de requerimientos**

Consistió en revisar la información previa enviada por el cliente, así como solicitar la data faltante para poder realizar el proyecto.

La información revisada fue la siguiente:

- Estándares del cliente
- Criterios de diseño del cliente
- Características de la mezcla a extraer de los pozos
- P&ID de sistema de separación de petróleo crudo

- Hoja de datos del separador
- Condiciones ambientales
- **Definición de las propiedades de la mezcla a separar**

La tabla a continuación muestra las propiedades de la mezcla a separar en el recipiente. Esta data viene a ser el punto de inicio de nuestro diseño, estas propiedades fueron brindadas por nuestro cliente.

Tabla N° 3.1
PROPIEDADES DE MEZCLA

Ratio de flujo de gas	2.50 MMSCFD
Ratio de flujo de petróleo crudo	5500 BPD (0.3575 ft ³ /s)
Gravedad °API	35
Factor de compresibilidad del gas Z	0.9913
Viscosidad del gas μ_g	0.01128 cP
Gravedad específica del gas S_g	0.6931
Densidad del petróleo crudo ρ_o	53.03 lb/ft ³
Densidad del gas ρ_g	0.13 lb/ft ³
Tamaño de gota a remover	500 micrones

Fuente: Elaboración Propia

- **Definición de las condiciones de operación**

La tabla a continuación indica las condiciones a la cual el separador opera durante el proceso de separación. Estos datos fueron brindados por nuestro cliente. Tener presente que el diseño hidráulico del separador se realiza en base a las condiciones de operación.

Tabla N° 3.2
CONDICIONES DE OPERACIÓN

Presión de operación	38.8 psia
Temperatura de operación	86 °F

Fuente: Elaboración Propia

- **Definición de parámetros de diseño mecánico**

La Tabla N° 3.3 indica los parámetros necesarios para realizar el diseño mecánico del equipo. Estos datos están en base a los acuerdos tomados con nuestro cliente.

Tabla N° 3.3
PARÁMETROS DE DISEÑO MECÁNICO

Presión de diseño	125 psig
Temperatura de diseño	150 °F
MDMT	-20 °F
Presión de prueba hidrostática	163 psig (1.3 x MAWP)
Tolerancia de corrosión	1/16 in
Eficiencia de junta	85%
Radiografía	RT-3
Material de cabezas y cilindro	SA-516-70
Material de cuellos de boquillas	SA-106-B
Material de faldón, orejas e internos	SA-36

Fuente: Elaboración Propia

- ✓ **Etapas 2: Diseño hidráulico**

Dentro de la Etapa 2 se tienen diversas actividades a realizar para lograr obtener las dimensiones del separador (diámetro y longitud), en base a la metodología planteada por Maurice Stewart (Teoría de la sedimentación de una gota). Las actividades relacionadas a esta etapa se detallan a continuación:

- **Determinación de la velocidad de asentamiento**

El valor inicial asumido para el coeficiente de arrastre debe ser 0.34 (CD=0.34), esto para iniciar con el cálculo de la velocidad de

asentamiento V_t , los valores de las demás incógnitas las podemos obtener de la Etapa 1 (parámetros de diseño).

Utilizamos la ecuación 2.12:

$$V_t = 0.0204 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} d_m \right]^{1/2}$$

$$V_t = 0.0204 \left[\frac{53.0306 - 0.1344}{0.1344} \right]^{1/2} 500$$

$$V_t = 9.0543 \text{ ft/s}$$

- **Determinación del número de Reynolds**

El valor de velocidad de asentamiento determinado en el paso anterior es reemplazado en la ecuación 2.18 para determinar el número de Reynolds, las demás incógnitas las podemos obtener de la Etapa 1 (parámetros de diseño).

$$Re = 0.0049 \frac{\rho_g d_m V_t}{\mu_g}$$

$$Re = 0.0049 \frac{0.1344 \times 500 \times 9.0543}{0.01128}$$

$$Re = 264.2493$$

- **Determinación del coeficiente de arrastre**

El valor del número de Reynolds determinado en el paso anterior es reemplazado en la ecuación 2.9 para determinar el coeficiente de arrastre.

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

$$C_D = \frac{24}{264.2493} + \frac{3}{264.2493^{1/2}} + 0.34$$

$$C_D = 0.6154$$

Este procedimiento de cálculo es un proceso iterativo, por tanto, con el valor del coeficiente de arrastre calculado en el paso anterior reemplazamos en la ecuación 2.11:

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m^{1/2}}{C_D} \right]^2$$

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{53.0306 - 0.1344}{0.1344} \right) \frac{500}{0.6154} \right]^{1/2}$$

$$V_t = 6.7301 \text{ ft/s}$$

Comparamos los valores de la velocidad terminal obtenida al inicio y la velocidad terminal obtenida en el paso anterior, estos valores son 9.0543 ft/s y 6.7301 ft/s. Podemos concluir que estos dos valores difieren por tanto seguimos iterando hasta obtener un valor constante para V_t .

En la octava iteración logramos obtener los valores constantes con los cuales se trabajó los pasos posteriores. Estos valores son los siguientes:

$$V_t = 6.3577 \text{ ft/s}$$

$$Re = 185.54$$

$$C_D = 0.6896$$

- **Selección del tiempo de retención**

De la Tabla N° 2.4 seleccionamos el tiempo de retención de 1 minuto, debido a que el petróleo crudo posee una gravedad °API de 35.

- **Determinación del diámetro del separador**

Obtenidos los valores constantes para V_t , Re y C_D en el paso anterior, pasamos a determinar el diámetro del separador utilizando la ecuación 2.13.

Se puede usar cualquier diámetro mayor que el valor calculado.

$$d^2 = 5040 \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) G_D^{1/2} \right]$$

$$d = 5040 \left[\frac{(86 + 459.67)0.9913 \times 2.50}{38.8} \right] \left[\left(\frac{0.1344}{53.0306 - 0.1344} \right) \frac{0.6896}{500} \right]^{1/2}$$

$$d = 18.12 \text{ in}$$

El diámetro mínimo calculado es de 18.12 in. Basándonos en la Tabla 2 de la especificación API 12J, extraemos los diámetros nominales recomendados (16 in, 20 in, 24 in, 30 in, 36 in y 40 in) con la finalidad de seleccionar uno de ellos, esto dependerá de determinar la altura del volumen de líquido (h), la longitud de costura a costura (L_{ss}) y la relación de esbeltez (S_R).

- **Determinación de altura del volumen del líquido**

Se procede a determinar el valor de h para cada uno de los diámetros nominales recomendados en la especificación API 12J.

Determinación de h para d = 16 in:

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12}$$

$$16^2 h = \frac{1 \times 5500}{0.12}$$

$$h = 179 \text{ in}$$

Determinación de h para d = 20 in:

$$20^2 h = \frac{1 \times 5500}{0.12}$$

$$h = 114.6 \text{ in}$$

Los valores de calcular la altura del volumen de líquido h para los diámetros 24 in, 30 in, 36 in y 40 in son mostrados en la Tabla N° 3.4.

- **Determinación de la longitud de costura a costura**

Se procede a determinar el valor de L_{SS} para cada uno de los diámetros nominales recomendados en el API 12J.

Determinación de L_{SS} para $d = 16$ in:

$$L_{SS} = \frac{h + 76}{12}$$

$$L_{SS} = \frac{179 + 76}{12}$$

$$L_{SS} = 21.3 \text{ ft}$$

Determinación de L_{SS} para $d = 20$ in:

$$L_{SS} = \frac{114.6 + 76}{12}$$

$$L_{SS} = 15.9 \text{ ft}$$

Los valores de calcular la longitud de costura a costura L_{SS} para los diámetros 24 in, 30 in, 36 in y 40 in son mostrados en la Tabla N° 3.4.

- **Determinación de la relación de esbeltez**

Se procede a determinar el valor de S_R para cada uno de los diámetros nominales recomendados en el API 12J.

Determinación de S_R para $d = 16$ in:

$$S_R = \frac{12L_{SS}}{d}$$

$$S_R = \frac{12 \times 21.3}{16}$$

$$S_R = 16$$

Determinación de S_R para $d = 20$ in:

$$S_R = \frac{12 \times 15.9}{20}$$

$$S_R = 9.5$$

Los valores de calcular la relación de esbeltez S_R para los diámetros 24 in, 30 in, 36 in y 40 in son mostrados en la Tabla N° 3.4.

- **Selección de las dimensiones del separador**

A continuación, mostramos un resumen de los cálculos realizados, de los cuales se seleccionó las dimensiones del separador.

Tabla N° 3.4
RESUMEN DE CÁLCULOS REALIZADOS

$t_r(\text{min})$	$d(\text{in})$	$h(\text{in})$	$L_{ss}(\text{ft})$	$SR(12L_{ss}/d)$
1	16	179.0	21.3	16
	20	114.6	15.9	9.5
	24	79.6	13.0	6.5
	30	50.9	10.6	4.2
	36	35.4	9.3	3.1
	40	28.6	8.7	2.6

Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla N° 3.4 podemos observar que para un diámetro $d=36$ in obtenemos el valor de la relación de esbeltez $S_R = 3.1$, el cual se encuentra dentro del valor recomendado por Maurice Stewart en la teoría de diseño hidráulico.

Por tanto, las dimensiones del separador seleccionado son:

$$d = 36 \text{ in}$$

$$L_{ss} = 10 \text{ ft (el valor entero superior más próximo a 9.3 ft).}$$

- ✓ **Etapas 3: Dimensionamiento mecánico**

Dentro de la Etapa 3 se tienen diversas actividades a realizar para lograr obtener los valores de espesores correspondientes al cilindro,

cabezas, boquillas, así como también dimensionar las orejas de izaje y faldón del separador. Estos cálculos están basados en el código ASME Sección VIII División 1.

Las actividades relacionadas a esta etapa se detallan a continuación:

- **Determinación del espesor del cilindro**

En el cálculo del espesor del cilindro se utilizó la ecuación 2.22:

$$t = \frac{PR_0}{SE + 0.4P}$$

Se consideró una altura de líquido de 3ft-6in, lo cual ejerce una presión de:

$$P_L = \rho_l gh$$

$$lb \quad 1ft^2$$

$$P_L = 62.4 \frac{lb}{ft^3} \times 3.5 ft \times \frac{1}{144in^2}$$

$$P_L = 1.516 \text{ psig}$$

Entonces reemplazamos la presión ejercida por el líquido en la ecuación 2.22:

$$t = \frac{(P + P_L)R_0}{SE + 0.4P}$$

$$t = \frac{(125psi + 1.516psi) \times 18in}{20000psi \times 0.85 + 0.4 \times (125psi + 1.516psi)}$$

$$t = 0.1336 in$$

Ahora agregamos el margen de corrosión al espesor t calculado:

$$t_{final} = t + CA$$

$$t_{final} = 0.1336 in + 0.0625 in$$

$$t_{final} = 0.1961 in$$

El espesor comercial seleccionado debió ser de ¼ in (valor más próximo a 0.1961 in), pero debido a coordinaciones con el cliente se optó por escoger el valor de 3/8 in de espesor nominal y mantener la uniformidad con el espesor de las cabezas del recipiente.

- **Determinación del espesor de cabezas**

Cabeza superior

En el cálculo del espesor de la cabeza superior se utilizó la ecuación 2.26, el diseño corresponde a una cabeza elíptica, donde:

$$\frac{D}{2h} = \frac{2}{1}$$

Reemplazando la relación 2:1 en la ecuación 2.28:

$$K = \frac{1}{6} \left[2 + \left(\frac{D}{2h} \right)^2 \right]$$

$$K = \frac{1}{6} [2 + (2)^2]$$

$$K = 1$$

Reemplazando K=1 en la ecuación 2.26:

$$t = \frac{PD_0K}{2SE + 2P(K - 0.1)}$$

$$t = \frac{125 \times 36 \times 1}{2 \times 20000 \times 0.85 + 2 \times 125 (1 - 0.1)}$$

$$t = 0.1314 \text{ in}$$

Sumamos la corrosión admisible de 0.0625 para obtener t_{final} .

Además, se tuvo en cuenta que durante la fabricación de uncabezal se genera la compresión del material debido al conformado causando adelgazamiento en ciertas zonas. Por buenas prácticas se debe considerar agregar 1/8 in de espesor adicional.

$$t_{final} = 0.1314 + 0.0625 + 0.125$$

$$t_{final} = 0.3189 \text{ in}$$

El espesor comercial seleccionada fue de 3/8 in (valor más próximo a 0.3189 in).

Cabeza inferior

El cálculo del espesor del cabezal inferior es casi similar al cálculo del espesor del cabezal superior, excepto que en este caso se debe de adicionar la presión ejercida por la columna de líquido.

Cálculo de la presión ejercida por la columna de líquido:

$$P_L = \rho_L H$$

$$P_L = 62.4 \frac{lb}{ft^3} \times 4.404 \text{ ft}$$

$$P_L = 274.809 \frac{lb}{ft^2}$$

En unidades de psi tenemos lo siguiente:

$$P_L = 1.908 \text{ psi}$$

Con el valor de presión de la columna de líquido se reemplazó en la ecuación 2.26:

$$t = \frac{PD_0K}{2SE + 2P(K - 0.1)}$$

$$t = \frac{(125 + 1.908)36x1}{2x20000x0.85 + 2(125 + 1.908)(1 - 0.1)}$$

$$t = 0.1334 \text{ in}$$

Adicionando la corrosión admisible de 0.0625 in y la tolerancia de fabricación de 1/8 in para obtener t_{final} .

$$t_{final} = 0.1334 + 0.0625 + 0.125$$

$$t_{final} = 0.3209 \text{ in}$$

El espesor comercial seleccionada fue de 3/8 in. (valor más próximo a 0.3209 in.).

- **Determinación de los espesores de cuellos de boquillas**

A continuación, se muestra la Tabla N° 3.5 con los tamaños de boquillas solicitado por nuestro cliente en su plano Diagrama de Procesos e Instrumentación (Ver Anexo 6), así como la cantidad, el tipo y servicio.

Tabla N° 3.5
RELACIÓN DE BOQUILLAS

<i>Tag</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Servicio</i>	<i>Tamaño</i>	<i>Tipo</i>
N1	1	Ingreso	6"	RF "WN"
N2	1	Salida de gas	6"	RF "WN"
N3	1	Salida de líquido	2"	RF "WN"
N4	1	PSV	2"	RF "WN"
C1A	1	Indicador de temperatura	1"	Coupling
C1B	1	Controlador de nivel de líquido	1"	Coupling
C2 A&B	2	Conexión bridada (LG)	1"	Coupling

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

En el cálculo de espesor para los cuellos de boquillas se utilizó las ecuaciones mostradas en el punto de Aberturas en recipientes (Bases teóricas).

Boquilla N1 - Ingreso

- **Cálculo del mínimo espesor:**

El espesor mínimo para el cuello de la boquilla N1, viene dado por las ecuaciones 2.30 y 2.31 respectivamente:

$$t_b = \min[t_{b3} \max(t_{b1}, t_{b2})]$$

$$t_{UG-45} = \max(t_a, t_b)$$

Procedemos a calcular las variables t_{b1} , t_{b2} , t_{b3} , t_a y t_b para finalmente obtener el espesor mínimo t_{UG-45} de cuello para la boquilla N1.

Cálculo de t_{b1} :

$$t_{b1} = \frac{PR}{SE - 0.6P} + C.A.$$

$$t_{b1} = \frac{125 \times 17.6875}{20000 \times 1 - 0.6 \times 125} + 0.0625$$

$$t_{b1} = 0.1735 \text{ in}$$

Cálculo de t_{b2} :

$$t_{b2} = 0.125 \text{ in}$$

Cálculo de t_{b3} :

La variable t_{b3} se obtiene de la Tabla N° 2.9, más la corrosión.

$$t_{b3} = 0.245 + 0.0625$$

$$t_{b3} = 0.3075 \text{ in}$$

Cálculo de t_a :

$$t_a = \frac{PR}{SE - 0.6P} + C.A.$$

$$t_a = \frac{125 \times 3.095}{17100 \times 1 - 0.6 \times 125} + 0.625$$

$$t_a = 0.0852 \text{ in}$$

Cálculo de t_b :

$$t_b = \min[t_{b3}, \max(t_{b1}, t_{b2})]$$

$$t_b = \min[0.3075, \max(0.1735, 0.125)]$$

$$t_b = 0.1735 \text{ in}$$

Cálculo de t_{UG-45} :

$$t_{UG-45} = \max(t_a, t_b)$$

$$t_{UG-45} = \max(0.0852, 0.1735)$$

$$t_{UG-45} = 0.1735 \text{ in (Espesor mínimo para boquilla)}$$

– Verificación de reforzamiento de la boquilla N1

La verificación del reforzamiento de la boquilla N1 se realizó en base a las ecuaciones de la Tabla N° 2.10.

Área requerida (A)

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

Para el cálculo de la variable d (diámetro interior final de la boquilla), asumimos un espesor (Sch 40) y vamos al Anexo 7 para extraer los valores como diámetro exterior del cuello de la boquilla (6.625 in.) y espesor (sch40 – 0.28 in). La corrosión utilizada en todo el recipiente fue de 0.0625 in.

$$d = 6.625 - 2(0.28 - 0.0625)$$

$$d = 6.19 \text{ in}$$

Ahora pasamos a calcular la variable t_r que corresponde al espesor requerido de un cilindro sin costura, usando $E=1$

$$t_r = \frac{PR}{SE - 0.6P}$$

$$t_r = \frac{125x(18 - 0.375 + 0.0625)}{20000x1 - 0.6x125}$$

$$t_r = 0.111 \text{ in}$$

El valor del factor de corrección F se consideró como 1 debido a que su ubicación en el cilindro es de forma radial, según UG-37 (a).

En el cálculo del espesor de pared de la boquilla t_n se utilizó el espesor nominal de 0.28 in., restando la corrosión:

$$t_n = 0.28 - 0.0625$$

$$t_n = 0.218 \text{ in}$$

El factor de reducción de fuerza f_{r1} , es el cociente entre S_n y S_v . El esfuerzo admisible en la boquilla S_n es de 17100 psi y el esfuerzo admisible en el recipiente es de 20000 psi:

$$f_{r1} = \frac{S_n}{S_v}$$

$$f_{r1} = \frac{17100}{20000}$$

$$f_{r1} = 0.855$$

Reemplazando todas las variables tenemos:

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

$$A = 6.19(0.111)(1) + 2(0.218)(0.111)(1)(1 - 0.855)$$

$$A = 0.694 \text{ in}^2$$

Área disponible en el cuerpo (A1)

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

Reemplazando las variables tenemos lo siguiente:

$$A_1 = 6.19(1 \times 0.312 - 1 \times 0.11) - 2 \times 0.218(1 \times 0.312 - 1 \times 0.11)(1 - 0.85)$$

$$A_1 = 1.235 \text{ in}^2$$

Área disponible en la proyección exterior de la boquilla (A2)

Para el cálculo de A2 se eligió el menor valor de las siguientes ecuaciones:

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

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

Cálculo de la variable t_{rn}

$$t_{rn} = \frac{PR}{SE - 0.6P}$$

$$t_{rn} = \frac{125(3.3125 - 0.28 + 0.0625)}{17100x1 - 0.6x125}$$

$$t_{rn} = 0.0227 \text{ in}$$

La ecuación para obtener el menor valor viene a ser:

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

$$A_2 = 5(0.218 - 0.0227)0.855x0.218$$

$$A_2 = 0.182 \text{ in}^2$$

Área disponible en el interior de la soldadura (A₄₁)

$$A_{41} = leg^2f_{r2}$$

$$A_{41} = 0.375^2x0.855$$

$$A_{41} = 0.120 \text{ in}^2$$

Reemplazando los valores obtenidos tenemos lo siguiente:

$$A_1 + A_2 + A_{41} \geq A$$

$$1.537 \geq 0.694 \quad (\text{Reforzamiento adecuado})$$

Finalmente:

Espesor mínimo t_{UG-45} para boquilla N1: 0.1735 in

Reforzamiento de boquilla N1: $A_1+A_2+A_{41} \geq A$, es adecuado

Por lo tanto, es espesor comercial seleccionado corresponde a 0.28 in (Sch. 40), el cual es el valor superior más próximo a 0.1735 in.

Debido a que los cálculos para determinar los espesores y verificar los reforzamientos de los cuellos de boquillas son muy extensos, se determinó realizar una tabla resumen con los resultados obtenidos (Ver Tabla N° 3.6).

Tabla N° 3.6
RESUMEN DE CÁLCULOS MANUALES PARA ESPESORES DE BOQUILLAS

Tag	Espesor mínimo t _{UG-45}	Espesor comercial seleccionado	Reforzamiento de boquilla $A1+A2+A41 \geq A$
N1 – 6in -RF WN	0.1735 in	0.28 in – sch 40	$1.537 \geq 0.694$ (Reforzamiento adecuado)
N2 – 6in -RF WN	0.1730 in	0.28 in – sch 40	$1.223 \geq 0.623$ (Reforzamiento adecuado)
N3- 2 in - RFWN	0.1747 in	0.218 in – sch 80	$0.519 \geq 0.213$ (Reforzamiento adecuado)
N4- 2 in - RFWN	0.1735 in	0.28 in – sch 80	$0.672 \geq 0.229$ (Reforzamiento adecuado)
C1A	0.1741 in	0.196 in -coupling 3000#	$0.546 \geq 0.161$ (Reforzamiento adecuado)
C1B	0.1735 in	0.196 in -coupling 3000#	$0.547 \geq 0.16$ (Reforzamiento adecuado)
C2A	0.174 in	0.196 in -coupling 3000#	$0.545 \geq 0.162$ (Reforzamiento adecuado)
C2B	0.1735 in	0.196 in -coupling 3000#	$0.547 \geq 0.16$ (Reforzamiento adecuado)
C3	0.1735 in	0.196 in -coupling 3000#	$0.547 \geq 0.16$ (Reforzamiento adecuado)

Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar en la tabla anterior, los espesores comerciales para las boquillas del separador son perfectamente adecuadas para soportar la presión de diseño del equipo.

- **Dimensionamiento de orejas de izaje**

Para el dimensionamiento de las orejas de izaje utilizamos la plantilla mostrada a continuación, la cual está elaborada en base a la teoría de diseño mecánico mostrada en el Capítulo II. Con el uso de esta plantilla logramos obtener las dimensiones y espesor de las orejas de izaje, así como también el tamaño de soldadura a requerir.

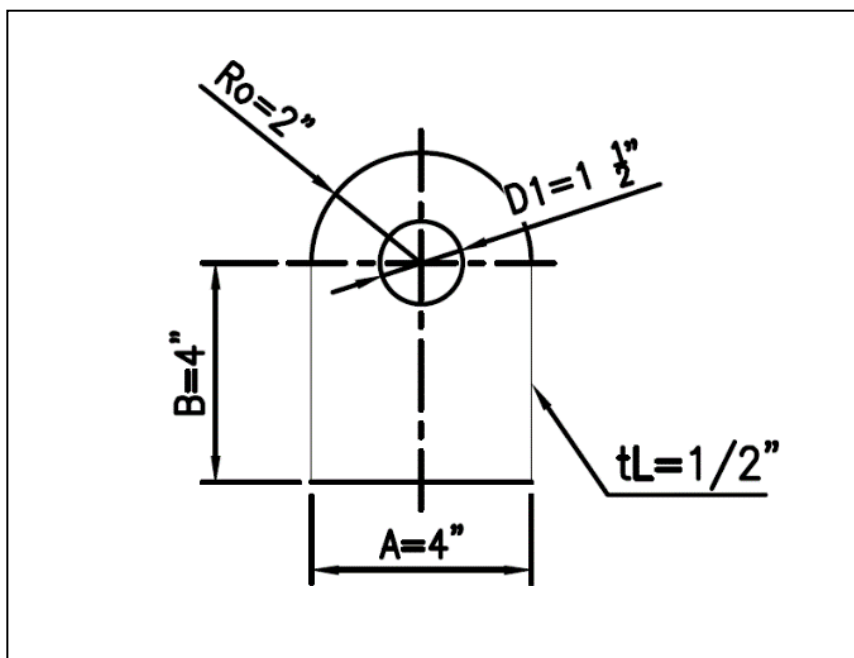
Tabla N° 3.7
CÁLCULO DE LAS OREJAS DE IZAJE

Lug Dimensions			
Width of Lug Base	A	4.00	in
Lug Thickness	tL	0.50	in
Lug Radius:	R _o	2.00	in
Diameter of Hole in Lug:	D1	1.50	in
Distance to eye center:	B	4.00	in
Side angle	θ	60.00	degrees
Fillet weld size used	w	0.375	in
Allowable load on weld	f	13.70	ksi
Lifting Weight & Design Load			
Equipment Weight:	W	2320.00	lbs
Design Impact / Load Factor:	Fs	2.00	lbs
Total Load	Wt	4640.00	lbs
Number of lifting Lug	n	2.00	
Load per lug	P	2320.00	lbs
Lug Material			
Lug material selected		ASTM A-36	
Yield Strength of material	Sy	36.00	ksi
Allowable stress for lug (AISC Code)			
Allowable bending stress (Fb=0,66Sy)	Fb	23.76	ksi
Allowable shear stress (Fs=0,4Sy)	Fs	14.40	ksi
Allowable tension stress (Ft=0,66Sy)	Ft	23.76	ksi
Allowable bearing stress (Fp=0,9Sy)	Fp	32.40	ksi
Force Acting on the lug			
Transverse load per lug	PT	1339.45	lb
Longitudinal load per lug	PL	2320.00	lb
Minimum lug thickness			
Due to bending	tb	0.085	in
Due to shear	ts	0.037	in
Due to tension	tt	0.039	in
Minimum lug thickness (MAX(tb, ts, tt))	tL	0.085	in
Weld			
Shear load in weld	τw	1004.59	lb/in
Size weld	w	0.073	in

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

A continuación, se muestra un sketch de la oreja seleccionada. Las dimensiones se encuentran en base a la Tabla N° 2.12.

Figura N° 3.1
DIMENSIONES DE OREJA DE IZAJE



Fuente: Exsol Engineering S.A.C

- **Dispositivos internos del separador**

- **Desviador de entrada**

El desviador de entrada es dimensionado teniendo en consideración el tamaño de la boquilla de ingreso, para este caso el tamaño de boquilla es de 6 NPS, para lo cual tomamos como referencia las dimensiones sugeridas por Dennis Moss (Pressure Vessel Design Manual), las cuales son indicadas en las bases teóricas de este informe.

En la Figura N°32 que corresponde a la vista lateral del desviador de entrada instalado al interior del separador, donde se tienen las siguientes dimensiones:

$$\text{Profundidad} = 1.5d$$

$$\text{Profundidad} = 1.5x6$$

$$\text{Profundidad} = 9 \text{ in}$$

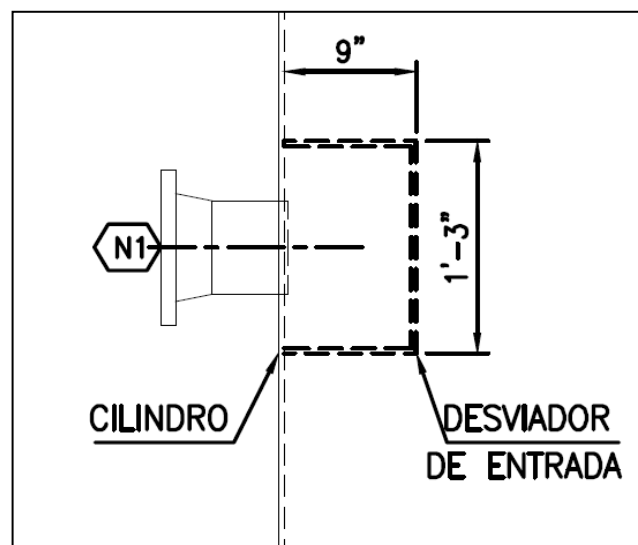
Además:

$$\text{Alto} = 2.5d$$

$$\text{Alto} = 2.5x6$$

$$\text{Alto} = 15 \text{ in} = 1 \text{ ft} - 3 \text{ in}$$

Figura N° 3.2
VISTA LATERAL – DESVIADOR DE ENTRADA



Fuente: Elaboración propia

La siguiente Figura N° 33 corresponde a la vista superior del desviador de entrada, donde se tienen las siguientes dimensiones:

$$\text{Ancho} = 2.5d$$

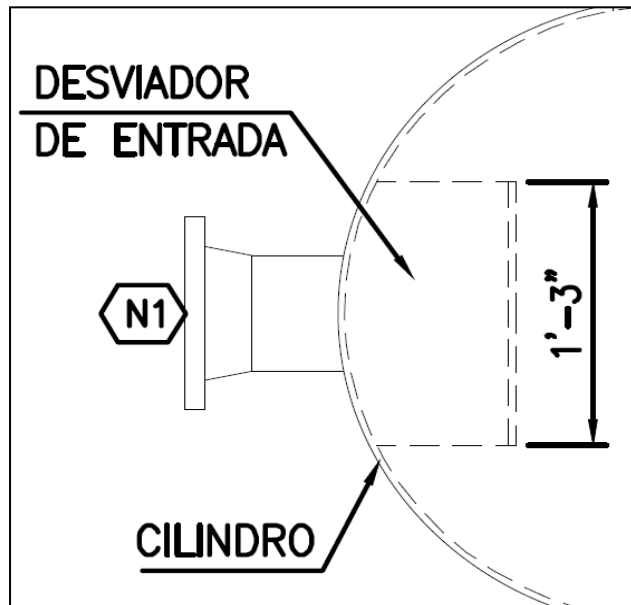
$$\text{Ancho} = 2.5x6$$

$$\text{Ancho} = 15 \text{ in} = 1 \text{ ft} - 3 \text{ in}$$

Donde:

d: NPS de la boquilla

Figura N° 3.3
VISTA SUPERIOR – DESVIADOR DE ENTRADA



Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Extractor de niebla

La selección del extractor de niebla fue realizada por nuestro proveedor, el cual es especialista en diseño y fabricación de estos. De nuestra parte recibió data de las propiedades del gas a separar, con lo cual recibimos el siguiente dispositivo seleccionado.

Mesh Pad:

Espesor: 6 in

Densidad: 9 #

Material: Acero inoxidable

Figura N° 3.4
EXTRACTOR DE NIEBLA SELECCIONADO



Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Rompedor de vórtice

El rompedor de vórtice es dimensionado teniendo en consideración el tamaño de la boquilla de salida de líquido, para este caso el tamaño de boquilla es de 2 NPS, para lo cual tomamos como referencia las dimensiones sugeridas por Dennis Moss (Pressure Vessel Design Manual), las cuales son indicadas en las bases teóricas de este informe.

La Figura N° 35 que corresponde a una vista de corte, se puede observar el rompedor de vórtice instalado al interior del separador, donde se tienen las siguientes dimensiones:

$$\text{Ancho} = 2d$$

$$\text{Ancho} = 2x2$$

$$\text{Ancho} = 4 \text{ in}$$

Además:

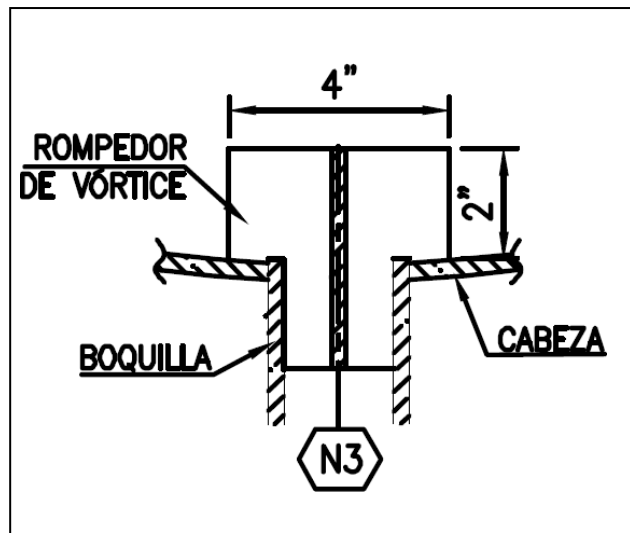
$$\text{Alto} = d$$

Alto = 2 in

Donde:

d: NPS de la boquilla

Figura N° 3.5
ROMPEDOR DE VÓRTICE



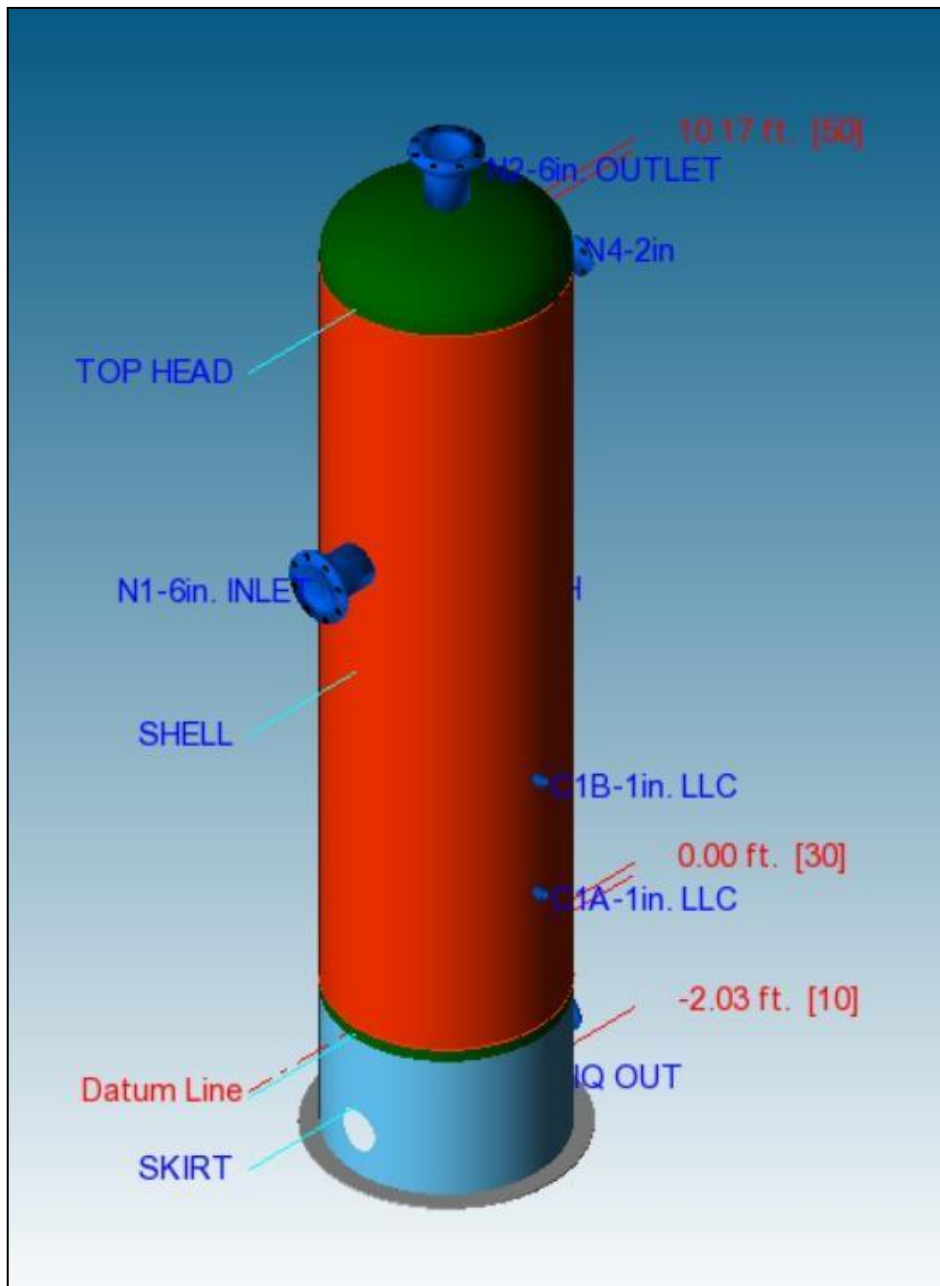
Fuente: Exsol Engineering S.A.C

- **Verificación de resultados mediante PV Elite**

Para verificar los cálculos manuales realizados anteriormente, vamos a utilizar el software PV Elite, el cual facilita el diseño de un recipiente sometido a presión de manera muy sencilla. Este software brinda una solución completa para el diseño, análisis y evaluación de recipientes sometidos a presión.

A continuación, se muestra la configuración realizada en el software PV Elite para el diseño del separador vertical bifásico. El reporte que emite este software se puede apreciar en el Anexo 2.

Figura N° 3.6
SEPARADOR VERTICAL BIFÁSICO EN PV ELITE



Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Verificación de cálculos para el cilindro

A continuación, se muestra los resultados obtenidos en el software PV Elite para el diseño del cilindro del recipiente. La Tabla N° 3.8 indica valores de espesor requerido y espesor nominal, eficiencia de las juntas soldadas, material, pesos y otros.

Tabla N° 3.8
RESULTADOS - CILINDRO

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017		
<i>Elemento</i>	<i>Cilindro</i>	
<i>Material</i>	<i>SA-516-70</i>	
<i>Presión de diseño</i>	<i>125 psi</i>	
<i>Temperatura de diseño</i>	<i>150 °F</i>	
<i>MDMT</i>	<i>-20 °F</i>	
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>1.5 psi</i>	
Dimensiones		
<i>Diámetro exterior</i>	<i>36 in</i>	
<i>Longitud</i>	<i>10 ft</i>	
<i>Espesor nominal</i>	<i>0.375 in</i>	
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>	
Peso y Capacidad		
	<i>Peso (lb)</i>	<i>Capacidad (in³)</i>
<i>Nuevo</i>	<i>1410.18</i>	<i>117109</i>
<i>Corroído</i>	<i>1177.21</i>	<i>117941</i>
Radiografía		
<i>Costura longitudinal</i>	<i>Radiografía spot por UW-11(b) Tipo 1</i>	<i>0.85</i>
<i>Costura circunferencial</i>	<i>Radiografía spot por UW-11(b) Tipo 1</i>	<i>0.85</i>
<i>Grado de radiografía</i>	<i>RT-3</i>	
Resumen de Resultados		
<i>Espesor requerido debido a la presión interna [tr]</i>	<i>0.1961 in</i>	
<i>Max. presión de trabajo admisible a un espesor dado, corroído [MAWP]</i>	<i>295.686 psi</i>	
<i>Max. presión admisible, Nuevo y frío [MAPNC]</i>	<i>357.143 psi</i>	
<i>MDMT</i>	<i>-20 °F</i>	

Fuente: Elaboración propia

Verificación de cálculos para el cabezal superior

A continuación, se muestra los resultados obtenidos en el software PV Elite para el diseño del cabezal superior del recipiente. La Tabla N° 3.9 indica valores de espesor requerido y espesor nominal, eficiencias de juntas soldadas, material, pesos y otros.

Tabla N° 3.9
RESULTADOS - CABEZAL SUPERIOR

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017		
<i>Elemento</i>	<i>Cabeza superior</i>	
<i>Material</i>	SA-516-70	
<i>Presión de diseño</i>	125 psi	
<i>Temperatura de diseño</i>	150 °F	
<i>MDMT</i>	-20 °F	
<i>Cabeza estática de líquido</i>	0 psi	
Dimensiones		
<i>Diámetro exterior</i>	36 in	
<i>Longitud de la brida recta</i>	0.166667 ft	
<i>Espesor final</i>	0.3125 in	
<i>Espesor nominal</i>	0.375 in	
<i>Corrosión</i>	0.0625 in	
Peso y Capacidad		
	<i>Pesot (lb)</i>	<i>Capacidad (in³)</i>
<i>Nuevo</i>	184.199	7760.34
<i>Corroído</i>	153.499	7835.91
Radiografía		
<i>Costura longitudinal</i>	<i>Sín costura</i>	0.85
<i>Costura circunferencial</i>	<i>Radiografía spot por UW-11(b) Tipo 1</i>	0.85
<i>Grado de radiografía</i>	RT-3	
Resumen de Resultados		
<i>Espesor requerido debido a la presión interna [tr]</i>	0.1934 in	
<i>Max. presión de trabajo admisible a un espesor dado, corroído [MAWP]</i>	240.220 psi	
<i>Max. presión admisible, Nuevo y frío [MAPNC]</i>	299.824 psi	
<i>MDMT</i>	-20 °F	

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Verificación de cálculos para el cabezal inferior

A continuación, se muestra los resultados obtenidos en el software PV Elite para el diseño del cabezal inferior del recipiente. La Tabla N° 3.10 indica valores de espesor requerido y espesor nominal, eficiencias de juntas soldadas, material, pesos y otros.

Tabla N° 3.10
RESULTADOS - CABEZAL INFERIOR

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017		
<i>Elemento</i>	<i>Cabeza inferior</i>	
<i>Material</i>	SA-516-70	
<i>Presión de diseño</i>	125 psi	
<i>Temperatura de diseño</i>	150 °F	
<i>MDMT</i>	-20 °F	
<i>Cabeza estática de líquido</i>	1.9 psi	
Dimensiones		
<i>Diámetro exterior</i>	36 in	
<i>Longitud de la brida recta</i>	0.166667 ft	
<i>Espesor final</i>	0.3125 in	
<i>Espesor nominal</i>	0.375 in	
<i>Corrosión</i>	0.0625 in	
Peso y Capacidad		
	<i>Peso (lb)</i>	<i>Capacidad (in³)</i>
<i>Nuevo</i>	184.199	7760.34
<i>Corroído</i>	153.499	7835.91
Radiografía		
<i>Costura longitudinal</i>	<i>Sin costura</i>	0.85
<i>Costura circunferencial</i>	<i>Radiografía spot por UW-11(b) Tipo 1</i>	0.85
<i>Grado de radiografía</i>	RT-3	
Resumen de Resultados		
<i>Espesor requerido debido a la presión interna [tr]</i>	0.1954 in	
<i>Max. presión de trabajo admisible a un espesor dado, corroído [MAWP]</i>	238.312 psi	
<i>Max. presión admisible, Nuevo y frío [MAPNC]</i>	299.824 psi	
<i>MDMT</i>	-20 °F	

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

- **Verificación de cálculos de boquillas**

Los espesores obtenidos en los cálculos manuales para las boquillas son verificados en este punto utilizando el software PV Elite. Las tablas a continuación muestran los resultados obtenidos para las boquillas N1, N2, N3, N4, C1A, C1B, C2A y C2B como espesor de cuello de las boquillas, tamaño de soldadura, material y otros.

Tabla N° 3.11
RESULTADOS - BOQUILLA N1-6in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>180°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>78 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>26 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-106 Gr. B</i>
<i>Diámetro</i>	<i>6 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>Sch. 40</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>4.5 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>ASME B16.5-2017 Brida</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 6 Clase 150 SA-105</i>
<i>Material del perno</i>	<i>SA-193 Gr. B7</i>
<i>Incluye brida ciega</i>	<i>No</i>
<i>MDMT</i>	<i>-155 °F</i>
<i>MAWP</i>	<i>272.5 psi at 150 °F</i>
<i>MAP</i>	<i>285 psi at 70 °F</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.12
RESULTADOS - BOQUILLA N2-6in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cabeza superior</i>
<i>Orientación</i>	<i>0°</i>
<i>Extremo de boquilla a línea de referencia</i>	<i>139.25 in</i>
<i>Distancia al centro de cabeza, L</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-106 Gr. B</i>
<i>Diámetro</i>	<i>6 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>Sch. 40</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>4.5 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cabeza, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cabeza, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cabeza, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>ASME B16.5-2017 Brida</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 6 Clase 150 SA-105</i>
<i>Material del perno</i>	<i>SA-193 Gr. B7</i>
<i>Incluye brida ciega</i>	<i>No</i>
<i>MDMT</i>	<i>-155 °F</i>
<i>MAWP</i>	<i>272.5 psi at 150 °F</i>
<i>MAP</i>	<i>285 psi at 70 °F</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.13
 RESULTADOS - BOQUILLA N3-2in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cabeza inferior</i>
<i>Orientación</i>	<i>0°</i>
<i>Extremo de boquilla a línea de referencia</i>	<i>17.25 in</i>
<i>Distancia al centro de cabeza, L</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-106 Gr. B</i>
<i>Diámetro</i>	<i>2 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>Sch. 80</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>3 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>1.9 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cabeza, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cabeza, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cabeza, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>ASME B16.5-2017 Brida</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 2 Clase 150 SA-105</i>
<i>Material del perno</i>	<i>SA-193 Gr. B7</i>
<i>Incluye brida ciega</i>	<i>No</i>
<i>MDMT</i>	<i>-155 °F</i>
<i>MAWP</i>	<i>272.5 psi at 150 °F</i>
<i>MAP</i>	<i>285 psi at 70 °F</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.14
 RESULTADOS - BOQUILLA C1A - 1 in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>270°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>23 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>20 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 1 Clase 3000 - Roscado</i>
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-105</i>
<i>Diámetro</i>	<i>1 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>0.2175 in</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>2 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0.7 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.15
 RESULTADOS - BOQUILLA C1B-1in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>270°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>42 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>20 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 1 Clase 3000 - Roscado</i>
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-105</i>
<i>Diámetro</i>	<i>1 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>0.2175 in</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>2 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.16
 RESULTADOS - BOQUILLA G2A-1in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>90°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>4 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>20 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 1 Clase 3000 - Roscado</i>
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-105</i>
<i>Diámetro</i>	<i>1 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>0.2175 in</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>2 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>1.4 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.17
 RESULTADOS - BOQUILLA C2B&C3-1in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>90°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>54 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>20 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 1 Clase 3000 - Roscado</i>
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-105</i>
<i>Diámetro</i>	<i>1 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>0.2175 in</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>2 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.18
 RESULTADOS - BOQUILLA N4-2in

ASME Sección VIII División 1, Edición 2017	
<i>Ubicación y Orientación</i>	
<i>Ubicado en</i>	<i>Cilindro</i>
<i>Orientación</i>	<i>0°</i>
<i>Distancia de línea central de boquilla y línea de referencia</i>	<i>108 in</i>
<i>Extremo de boquilla al centro de cilindro</i>	<i>24 in</i>
<i>Boquilla</i>	
<i>Abertura para acceso</i>	<i>No</i>
<i>Material</i>	<i>SA-106 Gr. B</i>
<i>Diámetro</i>	<i>2 in</i>
<i>Espesor de pared nominal</i>	<i>Sch. 80</i>
<i>Corrosión</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Proyección exterior ho</i>	<i>6 in</i>
<i>Proyección interior h</i>	<i>0 in</i>
<i>Espesor mínimo del cilindro</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Cabeza estática de líquido</i>	<i>0 psi</i>
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>1</i>
<i>Soldadura</i>	
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura exterior</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, Filete de soldadura interior</i>	<i>0 in</i>
<i>Boquilla a cilindro, profundidad de la ranura para soldadura</i>	<i>0.3125 in</i>
<i>ASME B16.5-2017 Brida</i>	
<i>Descripción</i>	<i>NPS 2 Clase 150 SA-105</i>
<i>Material del perno</i>	<i>SA-193 Gr. B7</i>
<i>Incluye brida ciega</i>	<i>No</i>
<i>MDMT</i>	<i>-155 °F</i>
<i>MAWP</i>	<i>272.5 psi at 150 °F</i>
<i>MAP</i>	<i>285 psi at 70 °F</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

- **Faldón y Plancha Base**

Los resultados obtenidos del software PV Elite son mostrados a continuación, en la Tabla N° 3.19 para el faldón y en la Tabla N° 3.20 para la plancha base. Los resultados obtenidos fueron plasmados en planos de fabricación, mostrados a detalle en el Anexo 5.

La Tabla N° 3.19 muestra los resultados obtenidos para el faldón, como material seleccionado, diámetro exterior, espesor y eficiencia de junta.

Tabla N° 3.19
RESULTADOS - FALDÓN

<i>ASME Sección VIII División 1, Edición 2017</i>	
<i>Elemento</i>	<i>Faldón</i>
<i>Material</i>	<i>ASTM A-36</i>
<i>Faldón es adjunto a</i>	<i>Cabeza inferior</i>
<i>Temperatura de diseño</i>	
<i>Interna</i>	<i>125 °F</i>
<i>Externa</i>	<i>70 °F</i>
<i>Dimensiones</i>	
<i>Diámetro exterior</i>	<i>36 in</i>
<i>Longitud del faldón (incluye espesor de plancha base)</i>	<i>2 ft</i>
<i>Espesor nominal</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Corrosión interna</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Peso</i>	
<i>Nuevo</i>	<i>324.888 lb</i>
<i>Corroído</i>	<i>281.295 lb</i>
<i>Eficiencia de junta</i>	
<i>Eficiencia de junta longitudinal</i>	<i>0.7</i>
<i>Eficiencia de junta circunferencial</i>	<i>0.7</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

La Tabla N° 3.20 muestra los resultados obtenidos para la plancha base, como material seleccionado, diámetro exterior e interior, diámetro del círculo de pernos, espesor, diámetro de pernos, entre otros.

Tabla N° 3.20
RESULTADOS - PLANCHA BASE

Plancha Base	
<i>Espesor de plancha base, tb</i>	<i>0.375 in</i>
<i>Temperatura de diseño de la plancha base</i>	<i>150 °F</i>
<i>Plancha base material</i>	<i>SA-36</i>
<i>Esfuerzo admisible de Plancha base, Sp</i>	<i>16600 psi</i>
<i>Diámetro interior de Plancha base, Di</i>	<i>32 in</i>
<i>Diámetro exterior de Plancha base, Do</i>	<i>42 in</i>
<i>Diámetro nominal de pernos</i>	<i>0.75 in</i>
<i>Corrosion admisible del perno</i>	<i>0.0312 in</i>
<i>Material del perno</i>	<i>SA-36</i>
<i>Esfuerzo admisible de operación del perno</i>	<i>16600 psi</i>
<i>Número de pernos</i>	<i>4</i>
<i>Diámetro del círculo de pernos</i>	<i>39 in</i>
<i>Corrosión admisible externa</i>	<i>0.0625 in</i>
<i>Peso muerto del recipiente</i>	<i>2313.8 lb</i>
<i>Peso en operación del recipiente</i>	<i>4074.1 lb</i>
<i>Momento por terremoto en plancha base</i>	<i>4125.4 ft.lb.</i>
<i>Momento por viento en plancha base</i>	<i>5436.2 ft.lb.</i>
<i>Espesor requerido de plancha base</i>	<i>0.2917 in</i>
<i>Plancha base a faldón con doble filete, Tamaño de soldadura</i>	<i>0.1875 in</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

La Tabla N° 3.21 muestra los resultados obtenidos para la plancha base en cuanto a esfuerzos y sus ratios según sea el caso analizado.

Tabla N° 3.21
ESFUERZOS Y RATIOS DE LOS CÁLCULOS DE PLANCHA BASE

<i>Results Summary</i>							
	<i>From node</i>	<i>Tensile Stress</i>	<i>All. Tens. Stress</i>	<i>Comp. Stress</i>	<i>All. Comp. Stress</i>	<i>Tens. Ratio</i>	<i>Comp. Ratio</i>
Caso 1	10	182.52	13944.00	-347.33	17482.64	0.0131	0.0199
	20	124.08	20400.00	-264.36	17482.64	0.0061	0.0151
Caso 2	10	40.45	13944.00	-205.26	17482.64	0.0029	0.0117
	20	24.47	20400.00	-164.75	17482.64	0.0012	0.0094
Caso 3	10	119.82	13944.00	-410.02	17482.64	0.0086	0.0235
	20	124.08	20400.00	-264.36	17482.64	0.0061	0.0151
Caso 4	10	56.71	13944.00	-346.91	17482.64	0.0041	0.0198
	20	81.69	20400.00	-221.97	17482.64	0.0040	0.0127
Caso 7	10	119.82	13944.00	-410.02	17482.64	0.0086	0.0235
	20	4536.58	20400.00		17482.64	0.2224	
Caso 8	10	56.71	13944.00	-346.91	17482.64	0.0041	0.0198
	20	4494.19	20400.00		17482.64	0.2203	
Caso 9	10	119.82	13944.00	-410.02	17482.64	0.0086	0.0235
	20	124.08	20400.00	-264.36	17482.64	0.0061	0.0151
Caso 10	10	56.71	13944.00	-346.91	17482.64	0.0041	0.0198
	20	81.69	20400.00	-221.97	17482.64	0.0040	0.0127
Caso 11	10	0.00	21840.00	0.00	18370.59	0.00	0.00
	20	4566.25	26520.00		18370.59	0.1722	
Caso 12	10	0.00	21840.00	0.00	18370.59	0.00	0.00
	20	4566.25	26520.00		18370.59	0.1722	
Caso 13	10		16800.00	-85.57	17482.64		0.0049
	20	4345.53	20400.00		17482.64	0.2130	
Caso 14	10		16800.00	-116.28	17482.64		0.0067
	20	4356.29	20400.00		17482.64	0.2135	
Caso 15	10		16800.00	-148.27	17482.64		0.0085
	20	4345.53	20400.00		17482.64	0.2130	
Caso 16	10		16800.00	-85.57	17482.64		0.0049
	20	4345.53	20400.00		17482.64	0.2130	
Caso 17	10		16800.00	-148.27	17482.64		0.0085
	20		20400.00	-73.31	17482.64		0.0042
Caso 18	10		16800.00	-148.27	17482.64		0.0085
	20	4345.53	20400.00		17482.64	0.2130	
Caso 19	10		16800.00	-148.2	17482.64		0.0085
	20		20400.00	-73.31	17482.64		0.0042

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Donde:

Caso 1= NP+EW+WI+FW+BW

Caso 2: NP+EW+EE+FS+BS

Caso 3: NP+OW+WI+FW+BW

Caso 4: NP+OW+EQ+FS+BS

Caso 5: NP+HW+HI

Caso 6: NP+HW+HE

Caso 7: IP+OW+WI+FW+BW

Caso 8: IP+OW+EQ+FS+BS

Caso 9: EP+OW+WI+FW+BW

Caso 10: EP+OW+EQ+FS+BS

Caso 11: HP+HW+HI

Caso 12: HP+HW+HE

Caso 13: IP+WE+EW

Caso 14: IP+WF+CW

Caso 15: IP+VO+OW

Caso 16: IP+VE+EW

Caso 17: NP+VO+OW

Caso 18: FS+BS+IP+OW

Caso 19: FS+BS+EP+OW

Además:

IP: Esfuerzo longitudinal debido a la presión interna

EP: Esfuerzo longitudinal debido a la presión externa

HP: Esfuerzo longitudinal debido a la prueba hidrostática

NP: No hay presión

EW: Esfuerzo longitudinal debido al peso (No líquido)

OW: Esfuerzo longitudinal debido al peso (Operación)

HW: Esfuerzo longitudinal debido al peso (Hidrostático)

WI: Esfuerzo de flexión debido al momento del viento (Operación)

EQ: Esfuerzo de flexión debido al momento del terremoto
(Operación)

EE: Esfuerzo de flexión debido al momento del terremoto (Vacío)
HI: Esfuerzo de flexión debido al momento del viento (Hidrostático)
HE: Esfuerzo de flexión debido al momento del terremoto (Hidrostático)
WE: Esfuerzo de flexión debido al momento del viento (Vacío), (No corrosión)
WF: Esfuerzo de flexión debido al momento del viento (Lleno), (No corrosión)
CW: Esfuerzo longitudinal debido al peso (Vacío), (No corrosión)
VO: Esfuerzo de flexión debido a cargas de desprendimiento de vórtice (Ope)
VE: Esfuerzo de flexión debido a cargas de desprendimiento de vórtice (Vacío)
VF: Esfuerzo de flexión debido a cargas de desprendimiento de vórtice (Prueba No corrosión)
FW: Esfuerzo axial debido a fuerzas verticales para el caso del viento
FS: Esfuerzo axial debido a fuerzas verticales para el caso sísmico
BW: Esfuerzo de flexión debido a fuerzas laterales para el caso viento, Corroído
BS: Esfuerzo de flexión debido a fuerzas laterales para el caso sismo, Corroído
BN: Esfuerzo de flexión debido a fuerzas laterales para el caso viento, Sin corrosión
BU: Esfuerzo de flexión debido a fuerzas laterales para el caso viento, Sin corrosión

- **Factor de seguridad del diseño**

Para definir el factor de seguridad para el diseño mecánico del recipiente se planteó lo siguiente:

Se calculó un factor de seguridad de diseño inicial ($FS_{Inicial}$), el cual corresponde a una división entre el esfuerzo de fluencia ($S_{fluencia}$) y

el máximo esfuerzo admisible ($S_{diseño}$) para el material SA-516-70. Estos dos valores son encontrados en el ASME Sección II – Parte D.

$$FS_{inicial} = \frac{S_{fluencia}}{S_{diseño}}$$

$$FS_{inicial} = \frac{38000 \text{ psi}}{20000 \text{ psi}}$$

$$FS_{inicial} = 1.9$$

Con lo que obtuvimos un factor inicial de 1.9.

El factor de seguridad calculado anteriormente corresponde a un valor inicial, ahora procederemos a calcular el factor de seguridad final, el cual viene dado en la condición de operación o trabajo del equipo.

$$FS_{final} = \frac{S_{fluencia}}{S_{trabajo}}$$

El valor de esfuerzo de trabajo se basó en los componentes principales como son el cilindro y los cabezales.

Esfuerzo de trabajo para el cilindro:

$$S_{trabajo} = \frac{P(R_0 - 0.4t)}{Et}$$

$$S_{trabajo} = \frac{126.5(18 - 0.4 \times 0.3125)}{0.85 \times 0.3125}$$

$$S_{trabajo} = 8513.828 \text{ psi}$$

Esfuerzo de trabajo para los cabezales:

$$S_{trabajo} = \frac{P(KD_0 - 2t(K - 0.1))}{2Et}$$

$$S_{trabajo} = \frac{126.9(1 \times 36 - 2 \times 0.25(1 - 0.1))}{2 \times 0.85 \times 0.25}$$

$$S_{trabajo} = 10,614.8 \text{ psi}$$

Finalmente, encontramos dos valores para el esfuerzo de trabajo, tomamos el mayor de ellos que viene a ser el que nos dará un menor factor de seguridad. Para este caso tomamos el valor de 10,614.8 psi que corresponde al cabezal inferior y procedemos a operar:

$$FS_{final} = \frac{S_{fluencia}}{S_{trabajo}}$$

$$FS_{final} = \frac{38,000.0 \text{ psi}}{10,614.8 \text{ psi}}$$

$$FS_{final} = 3.57$$

El valor obtenido para el factor de seguridad del equipo es de 3.57, un valor considerablemente alto, con lo que se demuestra su confiabilidad del diseño.

3.2. Evaluación técnico - económico

La evaluación técnico-económico es vital en cualquier proyecto ya que permite evaluar la viabilidad y la rentabilidad de este.

3.2.1. Presupuesto del Proyecto

En el presente informe se elaboró un presupuesto de los siguientes:

- Costo de Ingeniería
- Costo de Materiales
- Costo de Fabricación.

Tabla N° 3.22
COSTO DE INGENIERÍA

<i>Item</i>	<i>Descripción</i>	<i>Cantidad de Personal</i>	<i>Cantidad de horas por persona</i>	<i>Costo por hora promedio (\$)</i>	<i>Costo (\$)</i>
1	Administrativos	1	5	8	40
2	Ingeniero químico	1	6	13	78
3	Ingeniero en energía	1	30	11	330
4	Ingeniero Mecánico	1	8	13	104
5	Proyectistas	1	15	9	135
<i>TOTAL (\$)</i>					687

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.23
COSTO DE MATERIALES

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Peso unitario o longitud	Costo Unitario (\$)	Costo Parcial (\$)
1	Plate 3/8" X 10'-0" (Rolled Plate 36" O.D.) SA-516-70	lbs	1	1512	3.50	5292.0
2	Head, Ellip. 2:1, 36" O.D. X 3/8" Nom. (0.200" Min.) SA-516-70	lbs	2	378	3.50	2646.0
3	Plate 3/8" X 1'-8 1/8" (Roll Plate 36" O.D.) SA-36	lbs	1	237	2.90	687.3
4	Plate 3/8" X 3'-6" O.D. X 2'-8" I.D. (Base Plate) SA-36	lbs	1	188	2.90	545.20
5	Plate 1/2" X 4" X 6" Lg. W/1 1/2" Hole (Lift Lug) SA-36	lbs	2	4	2.90	23.2
6	Pipe 6", S/40 X 3" Lg. SA-106-B	in	2	3	0.50	3.00
7	Plate 3/8" X 9" X 1'-7" Lg. (Inlet Diverter) SA-36	lbs	1	19	2.90	55.10
8	Pipe 2", Smls S/80 X 3 1/2" Lg. SA-106-B	in	2	3.5	0.20	1.40
9	Pipe 2", Smls S/80 X 1'-6 1/2" Lg. SA-106-B	in	1	18.5	0.20	3.70
10	Elbow 2", 90% D Lr S/80 SA-234 WPB	und	1		1.20	1.20
11	Pipe 6", Smls S/40 X 5 1/8" Lg. SA-106-B	in	1	5.125	0.50	2.57
12	Pipe 6", Smls S/40 X 5 1/8" Lg. SA-106-B	in	1	5.125	0.50	2.57
13	Flange 6" X 150# Rf "Wn" S/40 SA-105	und	2		35.00	70.00
14	Flange 2" X 150# Rf "Wn" S/80 SA-105	und	2		18.00	36.00
15	Coupling Scrd 1" X 3000# SA-105	und	5		1.00	5.00
16	Mesh Pad, 6" Thick, 9# density, Stainless steel material	und	1		655	655
TOTAL (\$)						10,029.24

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.24
COSTO DE FABRICACIÓN

<i>Item</i>	<i>Descripción</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Costo Unitario (\$)</i>	<i>Costo (\$)</i>
1	<i>Rolado de las planchas del cilindro e instalación</i>	1	390	390
2	<i>Embutido de las planchas para cabezal e instalación</i>	2	500	1000
3	<i>Instalación de boquillas, internos</i>	1	400	400
4	<i>Instalación faldón y orejas</i>	1	200	200
5	<i>Prueba hidrostática</i>	1	200	200
6	<i>Pruebas radiográficas</i>	1	400	400
<i>TOTAL (\$)</i>				<i>2590</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Tabla N° 3.25
COSTO TOTAL DEL SEPARADOR

<i>Costo de ingeniería</i>	<i>687.00</i>
<i>Costo de materiales</i>	<i>10,029.24</i>
<i>Costo de fabricación</i>	<i>2590.00</i>
<i>COSTO TOTAL (\$)</i>	<i>13,306.24</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

El costo del proyecto está basado solo en la ingeniería, es decir en costos por realizar los cálculos hidráulicos, cálculos mecánicos y elaboración de planos de fabricación. Esto asciende a USD 687.00.

Adicionalmente se agregó un ítem de costo de materiales para la fabricación y un ítem de fabricación, cabe recalcar que estos dos puntos no forman parte del proyecto desarrollado. El costo de materiales y fabricación asciende a USD 12,619.24.

3.2.2. Análisis Beneficio/Costo (B/C)

El análisis de Beneficio / Costo nos ayuda a determinar la viabilidad de un proyecto desde el punto económico.

$$B/C = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Inversión} + \text{Egresos}}$$

$B/C \geq 1$, la inversión del proyecto es aceptable

$B/C < 1$, el proyecto no presenta rentabilidad

✓ Egresos

Para los costos de producción se consideró un valor de 14,0 USD por barril, este valor corresponde a la zona de explotación para el cual fue diseñado el separador vertical bifásico.

✓ Ingresos

Para lograr determinar los ingresos se realizó una tabla con datos de producción mensual de barriles de petróleo, considerando una variabilidad en el precio de barril de petróleo.

Los escenarios que se planteó en cuanto al precio del petróleo son los siguientes:

- 72 USD/barril de petróleo
- 54 USD/barril de petróleo
- 42 USD/barril de petróleo

✓ Análisis

El Beneficio/Costo (B/C) es calculado a partir de la inversión inicial, egresos e ingresos y flujo de liquidez. Este indicador fue calculado considerando tres escenarios en base al costo de barril del petróleo, ver las siguientes tablas:

Tabla N° 3.26
DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 72 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
1-May	1	0	0	0	0	13,306.24	0	-13,306.24
1-Jun	2	1	1,320.23	39,607.00	2,851,704.00	0	554,498.00	2,297,206.00
1-Jul	3	2	1,386.83	41,605.00	2,995,560.00	0	582,470.00	2,413,090.00
1-Ago	4	3	1,363.50	40,905.00	2,945,160.00	0	572,670.00	2,372,490.00
1-Set	5	4	1,297.07	38,912.00	2,801,664.00	0	544,768.00	2,256,896.00
1-Oct	6	5	1,307.83	39,235.00	2,824,920.00	0	549,290.00	2,275,630.00
1-Nov	7	6	1,189.47	35,684.00	2,569,248.00	0	499,576.00	2,069,672.00
1-Dic	8	7	1,202.80	36,084.00	2,598,048.00	0	505,176.00	2,092,872.00
1-Ene	9	8	1,161.70	34,851.00	2,509,272.00	0	487,914.00	2,021,358.00
1-Feb	10	9	1,046.13	31,384.00	2,259,648.00	0	439,376.00	1,820,272.00
1-Mar	11	10	1,122.83	33,685.00	2,425,320.00	0	471,590.00	1,953,730.00
1-Abr	12	11	1,053.00	31,590.00	2,274,480.00	0	442,260.00	1,832,220.00
1-May	13	12	1,088.80	32,664.00	2,351,808.00	0	457,296.00	1,894,512.00
				436,206.00	31,406,832.00		6,106,884.00	25,286,641.76

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 3.27
DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 54 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
1-Jul	1	0	0	0	0	13,306.24	0	-13,306.24
1-Ago	2	1	1,320.23	39,607.00	2,138,778.00	0	554,498.00	1,584,280.00
1-Set	3	2	1,386.83	41,605.00	2,246,670.00	0	582,470.00	1,664,200.00
1-Oct	4	3	1,363.50	40,905.00	2,208,870.00	0	572,670.00	1,636,200.00
1-Nov	5	4	1,297.07	38,912.00	2,101,248.00	0	544,768.00	1,556,480.00
1-Dic	6	5	1,307.83	39,235.00	2,118,690.00	0	549,290.00	1,569,400.00
1-Ene	7	6	1,189.47	35,684.00	1,926,936.00	0	499,576.00	1,427,360.00
1-Feb	8	7	1,202.80	36,084.00	1,948,536.00	0	505,176.00	1,443,360.00
1-Mar	9	8	1,161.70	34,851.00	1,881,954.00	0	487,914.00	1,394,040.00
1-Abr	10	9	1,046.13	31,384.00	1,694,736.00	0	439,376.00	1,255,360.00
1-May	11	10	1,122.83	33,685.00	1,818,990.00	0	471,590.00	1,347,400.00
1-Jun	12	11	1,053.00	31,590.00	1,705,860.00	0	442,260.00	1,263,600.00
1-Jul	13	12	1,088.80	32,664.00	1,763,856.00	0	457,296.00	1,306,560.00
				436,206.00	23,555,124.00		6,106,884.00	17,434,933.76

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 3.28
DATOS DE ENTRADA CONSIDERANDO EL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO 42 USD

FECHA	MES	PERIODO	BPPD	BPPM	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTOS OPERATIVOS	FLUJO DE CAJA
1-Jul	1	0	0	0	0	13,306.24	0	-13,306.24
1-Ago	2	1	1,320.23	39,607.00	1,663,494.00	0	554,498.00	1,108,996.00
1-Set	3	2	1,386.83	41,605.00	1,747,410.00	0	582,470.00	1,164,940.00
1-Oct	4	3	1,363.50	40,905.00	1,718,010.00	0	572,670.00	1,145,340.00
1-Nov	5	4	1,297.07	38,912.00	1,634,304.00	0	544,768.00	1,089,536.00
1-Dic	6	5	1,307.83	39,235.00	1,647,870.00	0	549,290.00	1,098,580.00
1-Ene	7	6	1,189.47	35,684.00	1,498,728.00	0	499,576.00	999,152.00
1-Feb	8	7	1,202.80	36,084.00	1,515,528.00	0	505,176.00	1,010,352.00
1-Mar	9	8	1,161.70	34,851.00	1,463,742.00	0	487,914.00	975,828.00
1-Abr	10	9	1,046.13	31,384.00	1,318,128.00	0	439,376.00	878,752.00
1-May	11	10	1,122.83	33,685.00	1,414,770.00	0	471,590.00	943,180.00
1-Jun	12	11	1,053.00	31,590.00	1,326,780.00	0	442,260.00	884,520.00
1-Jul	13	12	1,088.80	32,664.00	1,371,888.00	0	457,296.00	914,592.00
				436,206.00	18,320,652.00		6,106,884.00	12,200,461.76

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestra los resultados para el análisis de Beneficio/Costo, pero antes se realiza el cálculo de B/C, considerando el precio de petróleo 72 USD/barril:

- **Caso 1: 72 USD/barril de petróleo**

Inversión: 13,306.24 USD

Ingresos: 31,406,832.00 USD

Egresos: 6,106,884.00 USD

$$B/C = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Inversión} + \text{Egresos}}$$

$$B/C = \frac{31,406,832.00}{13,306.24 + 6,106,884.00}$$

$$B/C = 5.13$$

Considerando los datos anteriores se obtiene un Beneficio/Costo de 5.13, lo cual indica la viabilidad del proyecto. Los resultados para los precios de 54 USD/barril y 42 USD/barril de petróleo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 3.29
RESULTADOS DEL ANÁLISIS B/C

	Indicador	B/C
	Viable	B/C > 1
PRECIO	72 USD/barril	5.13
	54 USD/barril	3.85
	42 USD/barril	2.99

Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar los valores obtenidos en la tabla anterior para el Beneficio/Costo son mayores que 1, por ende, nuestro proyecto es viable para la construcción y ejecución del separador vertical bifásico.

3.3. Análisis de resultados

En este punto se muestran los resultados de los cálculos manuales, así como también los resultados generados por el software PV Elite, esto nos permitió construir las tablas que aparecen a continuación con la finalidad de que nos ayuden a comprender los valores obtenidos.

La Tabla N° 3.30 muestra los resultados obtenidos durante el diseño hidráulico. Estos valores corresponden al diámetro exterior del recipiente y su longitud de costura a costura

Tabla N° 3.30
RESULTADOS – DISEÑO HIDRÁULICO

<i>Descripción</i>		<i>Tamaño</i>
<i>Recipiente</i>	<i>Diámetro exterior</i>	<i>36 in</i>
	<i>Longitud</i>	<i>10 ft</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

En la Tabla N° 3.31 podemos encontrar los resultados obtenidos durante el diseño mecánico. Estos valores corresponden al espesor mínimo requerido para el cilindro, cabezas, boquillas y otros, así como también muestra el espesor comercial seleccionado.

Tabla N° 3.31
RESULTADOS – DISEÑO MECÁNICO MANUAL

<i>Descripción</i>		<i>Espesor mín. requerido</i>	<i>Espesor comercial</i>	<i>Material</i>
<i>Recipiente</i>	<i>Cilindro</i>	<i>0.1961 in</i>	<i>0.375 in</i>	<i>SA-516-70</i>
	<i>Cabeza superior</i>	<i>0.3189 in</i>	<i>0.375 in</i>	<i>SA-516-70</i>
	<i>Cabeza inferior</i>	<i>0.3209 in</i>	<i>0.375 in</i>	<i>SA-516-70</i>
	<i>Orejas de izaje</i>	<i>0.5 in</i>	<i>0.5 in</i>	<i>SA-36</i>
<i>Boquillas</i>	<i>Ingreso – N1</i>	<i>0.1735 in</i>	<i>0.280 in (Tubería 6 NPS Sch. 40)</i>	<i>SA-106-B</i>
	<i>Salida de gas – N2</i>	<i>0.1730 in</i>	<i>0.280 in (Tubería 6 NPS Sch40)</i>	<i>SA-106-B</i>
	<i>Salida de líquido– N3</i>	<i>0.1747</i>	<i>0.218 in (Tubería 2 NPS Sch. 80)</i>	<i>SA-106-B</i>
	<i>Indicador de temperatura– C1A</i>	<i>0.1741 in</i>	<i>0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)</i>	<i>SA-105</i>
	<i>Controlador de nivel de líquido – C1B</i>	<i>0.1735 in</i>	<i>0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)</i>	<i>SA-105</i>
	<i>Conexión bridada (LG) – C2A</i>	<i>0.1747 in</i>	<i>0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)</i>	<i>SA-105</i>
	<i>Conexión bridada (LG) – C2B</i>	<i>0.1735 in</i>	<i>0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)</i>	<i>SA-105</i>
	<i>PSV– N4</i>	<i>0.1735 in</i>	<i>0.28 in (Tubería 2 NPS Sch. 80)</i>	<i>SA-106-B</i>
	<i>Indicador de presión – C3</i>	<i>0.1735 in</i>	<i>0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)</i>	<i>SA-105</i>

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Finalmente, la Tabla N° 3.32 nos muestra los resultados obtenidos con el uso del software PV Elite, aquí se verifica el diseño mecánico del equipo.

Tabla N° 3.32
RESULTADOS – DISEÑO MECÁNICO (SOFTWARE PV ELITE)

<i>Descripción</i>		<i>Espesor mín. requerido</i>	<i>Espesor comercial</i>	<i>Material</i>
<i>Recipiente</i>	<i>Cilindro</i>	0.1961 in	0.375 in	SA-516-70
	<i>Cabeza superior</i>	0.1934 in	0.375 in	SA-516-70
	<i>Cabeza inferior</i>	0.1954 in	0.375 in	SA-516-70
	<i>Faldón</i>	0.375 in	0.375 in	SA-36
	<i>Plancha base del faldón</i>	0.375 in	0.375 in	SA-36
	<i>Orejas de izaje</i>	0.5 in	0.5 in	SA-36
<i>Boquillas</i>	<i>Ingreso – N1</i>	0.1735 in	0.280 in (Tubería 6 NPS Sch. 40)	SA-106-B
	<i>Salida de gas – N2</i>	0.1730 in	0.280 in (Tubería 6 NPS Sch40)	SA-106-B
	<i>Salida de líquido– N3</i>	0.1747	0.218 in (Tubería 2 NPS Sch. 80)	SA-106-B
	<i>Controlador de nivel de líquido– C1A</i>	0.1741 in	0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)	SA-105
	<i>Controlador de nivel de líquido – C1B</i>	0.1735 in	0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)	SA-105
	<i>Conexión bridada (LG) – C2A</i>	0.1747 in	0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)	SA-105
	<i>Conexión bridada (LG) – C2B</i>	0.1735 in	0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)	SA-105
	<i>PSV– N4</i>	0.1735 in	0.28 in (Tubería 2 NPS Sch. 80)	SA-106-B
	<i>Indicador de presión – C3</i>	0.1735 in	0.2175 in (Coupling 1 in. 3000#)	SA-105

Fuente: Exsol Engineering S.A.C

Los valores resaltados de color azul en la Tabla N° 3.31 y Tabla N° 3.32, como se puede observar difieren en el campo de espesor mínimo requerido, esto es debido a que en el software PV Elite no considera un espesor adicional por el tema de bombeado o conformado del cabezal, es decir que durante el proceso de fabricación la plancha utilizada en el conformado del cabezal sufrirá adelgazamiento, por tal motivo se consideró 0.125 in (considerado en el cálculo manual, Tabla N° 3.31) de espesor extra, el cual es un valor recomendado basado en el espesor del cabezal.

IV. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

4.1. Discusión

El separador seleccionado para el proyecto fue del tipo vertical, debido a que la cantidad de sedimentos que son arrastrados desde los pozos es considerable, así como también la cantidad de líquido es superior a la cantidad de gas a separar, además la mezcla a separar no es espumosa, por lo que no sería necesario tener una mayor área libre de separación. En el caso de haber seleccionado un separador del tipo horizontal se presentarían problemas en un futuro en cuanto a la remoción de sólidos acumulados, lo que puede podría ocasionar la obstrucción de boquillas y la corrosión en el fondo del recipiente. Se tuvo en cuenta durante el análisis que los separadores horizontales son más económicos que los verticales, pero por las razones antes mencionadas y sobre todo a la gran cantidad de sedimentos que presenta la mezcla a separar se optó por seleccionar el separador del tipo vertical.

Para el diseño del equipo se decidió optar por el material SA-516-70 que posee un esfuerzo máximo admisible de 20,000 psi, este material es uno de los más utilizados para la fabricación de recipientes a presión. En el caso de haber optado por otro material más económico que el material seleccionado, como es el SA-36 el cual posee un esfuerzo máximo admisible de 16,600 psi que es mucho menor al material seleccionado, se hubiese obtenido como resultado el incremento del espesor mínimo requerido tanto para las cabezas como para el cilindro, ya que el valor del esfuerzo máximo admisible interviene en las ecuaciones para el cálculo de espesores. Además, el material SA-516-70 es un material más resistente a la abrasión (generada por los sedimentos que vienen de los pozos petrolíferos) en comparación con el SA-36.

Otro punto muy importante es el tema de la presión, que también interviene directamente en las ecuaciones para determinar el espesor del material. Para el presente informe la Presión de Diseño es de 125 psig, el cual nos brinda ciertos espesores ya calculados, en el caso de tener una

presión superior a 150 psig, los valores de espesor cambian considerablemente, por ejemplo, para 200 psig de presión de diseño se requiere aproximadamente $\frac{1}{2}$ in. de espesor de plancha para las cabezas. Además, el incremento de presión involucra el cambio de clase de brida, para la presión actual de 125 psig se está utilizando bridas Clase 150, que soportan hasta 285 psig a 100 °F, de incrementar la presión de diseño quizá se requiera usar una clase distinta como Clase 300 que soporta mayor presión.

Finalmente, la variable temperatura está ligada durante el diseño mecánico al esfuerzo del material, en el caso del SA-516-70, el valor del esfuerzo máximo admisible es de 20,000 psi hasta los 500 °F. De requerir un incremento de temperatura de diseño considerable (superior a 500 °F) en el equipo, originaría un mayor espesor requerido.

4.2. Conclusiones

- En el presente informe se logró diseñar un separador vertical bifásico para una capacidad de producción de 2.5 MMSCFD de gas natural y 5500 BPD de crudo liviano, aplicando la Teoría de la sedimentación de una gota para el diseño hidráulico de separadores y el código ASME Sección VIII División 1 para el diseño mecánico del equipo.
- Se logró definir los parámetros de diseño como tamaño de gota a remover, presión de operación, presión de diseño, eficiencia de junta, entre otros; los cuales son necesarios para poder comenzar con el diseño hidráulico y mecánico. Esto se obtuvo mediante la revisión y análisis de requerimientos y en base a las propiedades de la mezcla a separar.
- Se logró determinar las dimensiones del separador mediante el diseño hidráulico, obteniendo 36 in de diámetro y 10 ft de longitud. Las dimensiones obtenidas fueron validadas mediante la relación de esbeltez, la cual debe estar en un rango de 3 – 4 para asegurarnos que el diámetro del equipo no es muy pequeño y tampoco muy

grande, ya que estos dos extremos pueden ocasionar problemas de costos como de operación.

- Se logró calcular los espesores de los componentes del separador mediante el diseño mecánico aplicando el código ASME Sección VIII División 1, este diseño este compuesto por cálculos manuales, los cuales fueron validados haciendo uso del software PV Elite con el que obtuvimos resultados similares a los del cálculo manual, asegurando así la confiabilidad del diseño.

V. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tomar el presente informe como base para otras investigaciones afines al tema de diseño de separadores, ya que aquí encontramos una metodología muy detallada para realizar un diseño hidráulico y mecánico de un equipo.
- Se recomienda buscar otras alternativas de diseño para recipientes a presión, como es el uso de softwares aplicando elementos finitos. Esto brindará mayores alternativas de solución para casos muy complejos.
- Se recomienda buscar apoyo de instituciones que brindan el uso de softwares para realizar el diseño hidráulico, con la finalidad de realizar mejoras y un estudio más detallado al presente diseño.
- Se recomienda realizar un análisis de la factibilidad para realizar la fabricación de estos equipos en Perú y así lograr la apertura de un mercado con mano de obra peruana para el diseño y fabricación de recipientes a presión.
- Se recomienda que durante la selección del espesor de plancha comercial para las cabezas se debe tener en consideración un espesor adicional por el tema de adelgazamiento de material debido al conformado de la plancha durante la fabricación, esto es fundamental durante el diseño.
- Se recomienda la creación de un ministerio de ciencia y tecnología a fin de realizar investigaciones sobre proyectos tecnológicos, los cuales son muy escasos en nuestro país, para así disminuir la dependencia de la tecnología extranjera.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- ASME (2017). *Código ASME Sección VIII División 1. USA.*
- Maurice Stewart (2008). *Separadores Gas – Líquido y Líquido – Líquido.*
- Eugene F. Megyesy (2001). *Manual de Recipientes a Presión. USA.*
- Dennis Moss (2004). *Manual de diseño de recipientes a presión. USA.*
- PDVSA (1995). *Manual de diseño de proceso, separación física y tambores separadores. Venezuela.*
- Ken Arnold (2008). *Operaciones en superficies de producción. USA.*
- ASME (2013). *ASME B16.5 Standard, Pipe Flanges and Flanged Fittings. USA.*
- ASME (2017). *Código ASME Sección II Parte D. USA.*
- API 12 (2008). *Especificación para separadores de crudo y gas. USA.*

ANEXOS

Anexo 1: Memoria de cálculo hidráulico del separador vertical bifásico

Anexo 2: Reporte Final del Software PV Elite

Anexo 3: Norma ASME Sección II Parte D – Selección del esfuerzo del material

Anexo 4: Pipe Flanges and Flanged Fittings

Anexo 5: Plano Mecánico – Entregable

Anexo 6: Plano P&ID del separador

ANEXO 1: Memoria de cálculo hidráulico del separador vertical bifásico



Memoria de Cálculo

Pag. 1 de 2

13-03-2019

Separador Vertical 2 Fases

Rev: 0

CLIENTE: EXSOL Engineering

PROYECTO: Separador Vertical Bifásico

INLET DATA

Gas Flow Rate	2.50	MMSCFD
Oil Flow Rate	5500.0	BOPD
Operating Pressure	38.8	psia
Operating Temperature	86.0	°F
Droplet size removal	500.0	microns
Retention time	1.0	minutos
°API	35.0	
Sg	0.6931	
Z	0.9913	
μ_g	0.01128	cP
p_o	53.03	lb/ft
p_g	0.13	lb/ft ³

1 DRAG COEFFICIENT CALCULATE (C_D)

C_o 0.690

2 GAS CAPACITY CONSTRAINT

d^2 328.5
 d 18.1 in

5 VERTICAL SEPARATOR DIAMETER VS LENGTH

t_r (min)	d (in)	h (in)	L_{ss} (ft)	S_R (12 L_{ss}/d)
1	12.0	318.3	32.9	32.9
	18.0	141.5	18.1	12.1
	24.0	79.6	13.0	6.5
	30.0	50.9	10.6	4.2
	36.0	35.4	9.3	3.1
	40.0	28.6	8.7	2.6

ANEXO 2: Reporte Final del Software PV Elite

PROJECT:

VERTICAL 2-PHASE SEPARATOR

36" OD x 10'-0" x 125#

EXSOL Job Number: **181030**

DOCUMENT TITLE:

VESSEL DESIGN REPORT

PREPARED BY

EXSOL ENGINEERING S.A.C

13/08/19	0	Issued For Construction	13/08/19	JP	JB	ET/OG
02/03/19	A	Issued For Revision	02/03/19	JP	JB	ET/OG
Date	Rev	Description	Date	Design	Chkd	Apprv
Revision Status			Approval			

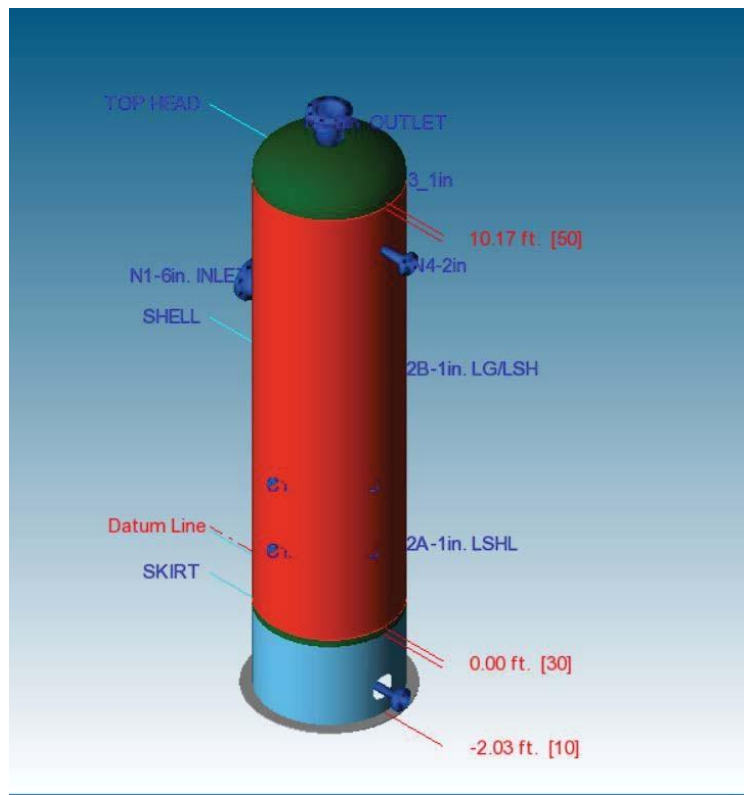
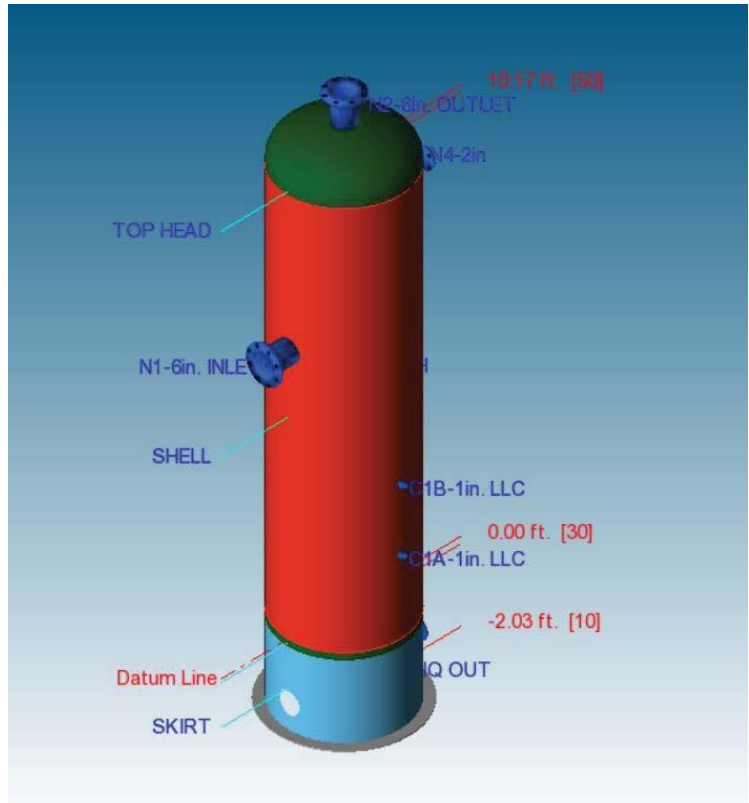


Table of Contents

Cover Sheet	2
Title Page	3
Warnings and Errors:	4
Input Echo:	5
XY Coordinate Calculations:	10
Internal Pressure Calculations:	11
External Pressure Calculations:	16
Element and Detail Weights:	18
Nozzle Flange MAWP:	21
Natural Frequency Calculation:	22
Wind Load Calculation:	23
Earthquake Load Calculation:	26
Wind/Earthquake Shear, Bending:	27
Wind Deflection:	28
Longitudinal Stress Constants:	29
Longitudinal Allowable Stresses:	30
Longitudinal Stresses due to:	31
Stress due to Combined Loads:	33
Skirt Opening Stress Calcs:	37
Center of Gravity Calculation:	40
Basing Calculations:	41
Nozzle Summary:	43
Nozzle Calcs.: N3-2in. LIQ OUT	44
Nozzle Calcs.: N1-6in. INLET	49
Nozzle Calcs.: C2A-1in. LSHL	54
Nozzle Calcs.: C2B-1in. LG/LSH	58
Nozzle Calcs.: C1A-1in. LLC	62
Nozzle Calcs.: C1B-1in. LLC	66
Nozzle Calcs.: N4-2in	70
Nozzle Calcs.: C3_1in	75
Nozzle Calcs.: N2-6in. OUTLET	79
Nozzle Schedule:	84
MDMT Summary:	86
Vessel Design Summary:	87

VERTICAL 2-PHASE SEPARATOR
36" O.D. x 10'-0" x 125#

Drawing # : 181030-3610-M-MD-001

DESIGN CALCULATION

In Accordance with ASME Section VIII Division 1

ASME Code Version : 2017

Analysis Performed by : SPLM Licensed User

Job File : C:\USERS\ASUS\DESKTOP\TESIS2\MODELADO SOFTWARE\M

PV Elite 2018, January 2018

VERTICAL 2-PHASE SEPARATOR
 36" O.D. x 10'-0" x 125#
 PV Elite 2018 Licensee: SPLM Licensed User
 FileName : 181030-3610-M-VR-001-0

Element Thickness, Pressure, Diameter and Allowable Stress :

From	To	Int. Press + Liq. Hd psig	Nominal Thickness in.	Total Corr Allowance in.	Element Diameter in.	Allowable Stress(SE) psi
	SKIRT	...	0.375	0.0625	36	...
	BOTTOM HEAD	126.908	0.375	0.0625	36	17000
	SHELL	126.517	0.375	0.0625	36	17000
	TOP HEAD	125	0.375	0.0625	36	17000

Element Required Thickness and MAWP :

From	To	Design Pressure psig	M.A.W.P. Corroded psig	M.A.P. New & Cold psig	Minimum Thickness in.	Required Thickness in.
	SKIRT	...	No Calc	No Calc	0.3125	No Calc
	BOTTOM HEAD	125	238.312	299.824	0.3125	0.19536
	SHELL	125	295.686	357.143	0.375	0.19606
	TOP HEAD	125	240.22	299.824	0.3125	0.19337
Minimum			125.000	285.000		

Note : The M.A.P.(NC) is Governed by a Flange !

MAWP: 125.000 psig, limited by: DESIGN (user specified)

Internal Pressure Calculation Results :

ASME Code, Section VIII Division 1, 2017

Elliptical Head From 20 To 30 SA-516 70 , UCS-66 Crv. B at 150 F

BOTTOM HEAD

Material UNS Number: K02700

Required Thickness due to Internal Pressure [tr]:

$$\begin{aligned}
 &= (P \cdot D_o \cdot K_{cor}) / (2 \cdot S \cdot E + 2 \cdot P \cdot (K_{cor} - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)} \\
 &= (126.9 \cdot 36 \cdot 0.995) / (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 + 2 \cdot 126.9 \cdot (0.995 - 0.1)) \\
 &= 0.1329 + 0.0625 = 0.1954 \text{ in.}
 \end{aligned}$$

Max. Allowable Working Pressure at given Thickness, corroded [MAWP]:

Less Operating Hydrostatic Head Pressure of 1.908 psig

$$\begin{aligned}
 &= (2 \cdot S \cdot E \cdot t) / (K_{cor} \cdot D_o - 2 \cdot t \cdot (K_{cor} - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)} \\
 &= (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 \cdot 0.25) / (0.995 \cdot 36 - 2 \cdot 0.25 \cdot (0.995 - 0.1)) \\
 &= 240.220 - 1.908 = 238.312 \text{ psig}
 \end{aligned}$$

Maximum Allowable Pressure, New and Cold [MAPNC]:

$$\begin{aligned}
 &= (2 \cdot S \cdot E \cdot t) / (K \cdot D_o - 2 \cdot t \cdot (K - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)} \\
 &= (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 \cdot 0.312) / (1 \cdot 36 - 2 \cdot 0.312 \cdot (1 - 0.1)) \\
 &= 299.824 \text{ psig}
 \end{aligned}$$

Actual stress at given pressure and thickness, corroded [Sact]:

$$\begin{aligned}
 &= (P \cdot (K_{cor} \cdot D_o - 2 \cdot t \cdot (K_{cor} - 0.1))) / (2 \cdot E \cdot t) \\
 &= (126.9 \cdot (0.995 \cdot 36 - 2 \cdot 0.25 \cdot (0.995 - 0.1))) / (2 \cdot 0.85 \cdot 0.25) \\
 &= 10565.995 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

Straight Flange Required Thickness:

VERTICAL 2-PHASE SEPARATOR

36" O.D. x 10'-0" x 125#

PV Elite 2018 Licensee: SPLM Licensed User

FileName : 181030-3610-M-VR-001-0

$$\begin{aligned}
 &= (P \cdot R_o) / (S \cdot E + 0.4 \cdot P) + c_a \quad \text{per Appendix 1-1 (a) (1)} \\
 &= (126.9 \cdot 18) / (20000 \cdot 0.85 + 0.4 \cdot 126.9) + 0.0625 \\
 &= 0.196 \text{ in.}
 \end{aligned}$$

Straight Flange Maximum Allowable Working Pressure:

Less Operating Hydrostatic Head Pressure of 1.589 psig

$$\begin{aligned}
 &= (S \cdot E \cdot t) / (R_o - 0.4 \cdot t) \quad \text{per Appendix 1-1 (a) (1)} \\
 &= (20000 \cdot 0.85 \cdot 0.312) / (18 - 0.4 \cdot 0.312) \\
 &= 297.203 - 1.589 = 295.614 \text{ psig}
 \end{aligned}$$

Factor K, corroded condition [Kcor]:

$$\begin{aligned}
 &= \left(2 + \left(\text{Inside Diameter} / \left(2 \cdot \text{Inside Head Depth} \right) \right)^2 \right) / 6 \\
 &= \left(2 + \left(35.5 / \left(2 \cdot 8.906 \right) \right)^2 \right) / 6 \\
 &= 0.995330
 \end{aligned}$$

Percent Elong. per UCS-79, VIII-1-01-57 $(75 \cdot t_{nom} / R_f) \cdot (1 - R_f / R_o)$ 4.551 %**MDMT Calculations in the Knuckle Portion:**Govrn. thk, $t_g = 0.312$, $t_r = 0.131$, $c = 0.0625$ in., $E^* = 0.85$ Thickness Ratio = $t_r \cdot (E^*) / (t_g - c) = 0.445$, Temp. Reduction = 74 °F

Min Metal Temp. w/o impact per UCS-66, Curve B	-20 °F
Min Metal Temp. at Required thickness (UCS 66.1)	-55 °F

MDMT Calculations in the Head Straight Flange:Govrn. thk, $t_g = 0.375$, $t_r = 0.132$, $c = 0.0625$ in., $E^* = 0.85$ Thickness Ratio = $t_r \cdot (E^*) / (t_g - c) = 0.359$, Temp. Reduction = 128 °F

Min Metal Temp. w/o impact per UCS-66, Curve B	-20 °F
Min Metal Temp. at Required thickness (UCS 66.1)	-55 °F

Cylindrical Shell From 30 To 40 SA-516 70, UCS-66 Crv. B at 150 F

SHELL

Material UNS Number: K02700

Required Thickness due to Internal Pressure [tr]:

$$\begin{aligned}
 &= (P \cdot R_o) / (S \cdot E + 0.4 \cdot P) \quad \text{per Appendix 1-1 (a) (1)} \\
 &= (126.5 \cdot 18) / (20000 \cdot 0.85 + 0.4 \cdot 126.5) \\
 &= 0.1336 + 0.0625 = 0.1961 \text{ in.}
 \end{aligned}$$

Max. Allowable Working Pressure at given Thickness, corroded [MAWP]:

Less Operating Hydrostatic Head Pressure of 1.517 psig

$$\begin{aligned}
 &= (S \cdot E \cdot t) / (R_o - 0.4 \cdot t) \quad \text{per Appendix 1-1 (a) (1)} \\
 &= (20000 \cdot 0.85 \cdot 0.312) / (18 - 0.4 \cdot 0.312) \\
 &= 297.203 - 1.517 = 295.686 \text{ psig}
 \end{aligned}$$

Maximum Allowable Pressure, New and Cold [MAPNC]:

$$\begin{aligned}
 &= (S \cdot E \cdot t) / (R_o - 0.4 \cdot t) \quad \text{per Appendix 1-1 (a) (1)} \\
 &= (20000 \cdot 0.85 \cdot 0.375) / (18 - 0.4 \cdot 0.375) \\
 &= 357.143 \text{ psig}
 \end{aligned}$$

Actual stress at given pressure and thickness, corroded [Sact]:

$$\begin{aligned}
 &= (P \cdot (R_o - 0.4 \cdot t)) / (E \cdot t) \\
 &= (126.5 \cdot ((18 - 0.4 \cdot 0.312))) / (0.85 \cdot 0.312) \\
 &= 8513.828 \text{ psi}
 \end{aligned}$$

% Elongation per Table UG-79-1 $(50 \cdot t_{nom} / R_f) \cdot (1 - R_f / R_o)$ 1.053 %

VERTICAL 2-PHASE SEPARATOR

36" O.D. x 10'-0" x 125#

PV Elite 2018 Licensee: SPLM Licensed User

FileName : 181030-3610-M-VR-001-0

Minimum Design Metal Temperature Results:

Govrn. thk, tg = 0.375, tr = 0.132, c = 0.0625 in., E* = 0.85
 Thickness Ratio = tr * (E*)/(tg - c) = 0.359, Temp. Reduction = 128 ºF

Min Metal Temp. w/o impact per UCS-66, Curve B -20 ºF
 Min Metal Temp. at Required thickness (UCS 66.1) -55 ºF

Elliptical Head From 40 To 50 SA-516 70 , UCS-66 Crv. B at 150 F**TOP HEAD**

Material UNS Number: K02700

Required Thickness due to Internal Pressure [tr]:

$$= (P \cdot Do \cdot K_{cor}) / (2 \cdot S \cdot E + 2 \cdot P \cdot (K_{cor} - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)}$$

$$= (125 \cdot 36 \cdot 0.995) / (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 + 2 \cdot 125 \cdot (0.995 - 0.1))$$

$$= 0.1309 + 0.0625 = 0.1934 \text{ in.}$$

Max. Allowable Working Pressure at given Thickness, corroded [MAWP]:

$$= (2 \cdot S \cdot E \cdot t) / (K_{cor} \cdot Do - 2 \cdot t \cdot (K_{cor} - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)}$$

$$= (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 \cdot 0.25) / (0.995 \cdot 36 - 2 \cdot 0.25 \cdot (0.995 - 0.1))$$

$$= 240.220 \text{ psig}$$

Maximum Allowable Pressure, New and Cold [MAPNC]:

$$= (2 \cdot S \cdot E \cdot t) / (K \cdot D_c - 2 \cdot t \cdot (K - 0.1)) \text{ per Appendix 1-4 (c)}$$

$$= (2 \cdot 20000 \cdot 0.85 \cdot 0.312) / (1 \cdot 36 - 2 \cdot 0.312 \cdot (1 - 0.1))$$

$$= 299.824 \text{ psig}$$

Actual stress at given pressure and thickness, corroded [Sact]:

$$= (P \cdot (K_{cor} \cdot Do - 2 \cdot t \cdot (K_{cor} - 0.1))) / (2 \cdot E \cdot t)$$

$$= (125 \cdot (0.995 \cdot 36 - 2 \cdot 0.25 \cdot (0.995 - 0.1))) / (2 \cdot 0.85 \cdot 0.25)$$

$$= 10407.119 \text{ psi}$$

Straight Flange Required Thickness:

$$= (P \cdot Ro) / (S \cdot E + 0.4 \cdot P) + ca \text{ per Appendix 1-1 (a) (1)}$$

$$= (125 \cdot 18) / (20000 \cdot 0.85 + 0.4 \cdot 125) + 0.0625$$

$$= 0.194 \text{ in.}$$

Straight Flange Maximum Allowable Working Pressure:

$$= (S \cdot E \cdot t) / (Ro - 0.4 \cdot t) \text{ per Appendix 1-1 (a) (1)}$$

$$= (20000 \cdot 0.85 \cdot 0.312) / (18 - 0.4 \cdot 0.312)$$

$$= 297.203 \text{ psig}$$

Factor K, corroded condition [Kcor]:

$$= (2 + (\text{Inside Diameter} / (2 \cdot \text{Inside Head Depth}))^2) / 6$$

$$= (2 + (35.5 / (2 \cdot 8.906))^2) / 6$$

$$= 0.995330$$

Percent Elong. per UCS-79, VIII-1-01-57 (75*tnom/Rf)*(1-Rf/Ro) 4.551 %

MDMT Calculations in the Knuckle Portion:

Govrn. thk, tg = 0.312, tr = 0.131, c = 0.0625 in., E* = 0.85
 Thickness Ratio = tr * (E*)/(tg - c) = 0.445, Temp. Reduction = 74 ºF

Min Metal Temp. w/o impact per UCS-66, Curve B -20 ºF
 Min Metal Temp. at Required thickness (UCS 66.1) -55 ºF

MDMT Calculations in the Head Straight Flange:

Govrn. thk, tg = 0.375, tr = 0.132, c = 0.0625 in., E* = 0.85

ANEXO 3: Norma ASME Sección II Parte D – Selección del esfuerzo del material

Table 1A (Cont'd)
 Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
 Maximum Allowable Stress Values s for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy		Size/Thickness, in.	Group	
					Design/ UNS	Class/ Condition/		P-No.	No.
1	Carbon steel	Sheet	SA-414	E	K02704	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-662	B	K02203	1	2
3	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	1	$2\frac{1}{2} < t \leq 4$	1	2
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-691	CMSH- 70	K12437	...	$2\frac{1}{2} < t \leq 4$	1	1
5	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA_G40.21	44W	$t \leq 8$	1	1
6	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA_G40.21	50W	$t \leq 6$	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460N	...	Normalized	≤ 6	1	1
8	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460NR	...	Norm. rld.	≤ 6	1	1
9	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	NT or QT	$1.4 < t \leq 6.3$	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$2\frac{1}{4} < t \leq 4$	1	1
11	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$\leq 2\frac{1}{4}$	1	1
12	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	Normalized	$t \leq 1.4$	1	2
13	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	$6 < t \leq 8$	1	2
14	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	$6 < t \leq 10$	1	2
15	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	$4 < t \leq 6$	1	2
16	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	$4 < t \leq 6$	1	2
17	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K0330 0	...	$0.58 < t \leq \frac{3}{4}$	1	2
18	Carbon steel	Bar	SA-675	70	1	2
19	Carbon steel	Forgings	SA-105	...	K03504	1	2
20	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	70	...	1	2
21	Carbon steel	Castings	SA-216	WCB	J03002	1	2
22	Carbon steel	Forgings	SA-266	2	K03506	1	2
23	Carbon steel	Forgings	SA-266	4	K03017	1	2
24	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	1	...	1	2
25	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	2	...	1	2
26	Carbon steel	Forgings	SA-508	1	K13502	1	2
27	Carbon steel	Forgings	SA-508	1A	K13502	1	2
28	Carbon steel	Forgings	SA-541	1	K03506	1	2
29	Carbon steel	Forgings	SA-541	1A	K03020	1	2
30	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCB	J03003	1	2
31	Carbon steel	Forgings	SA-765	II	K03047	1	2
32	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	1	2
33	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	1	2
34	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB70	K03101	1	2
35	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC70	K02700	1	2
36	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B70	K03101	1	2
37	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C70	K02700	1	2
38	Carbon steel	Plate	SA/JIS G3118	SGV480	1	2
39	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	C	K03501	1	2
40	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
41	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
42	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
43	Carbon steel	Smls. tube	SA-210	C	K03501	1	2

Table 1A (Cont'd)
 Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
 Maximum Allowable Stress Values s for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applicability and Max. Temperature Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)				External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1	XII		
1	65	38	NP	NP	900	650	CS-2	G10, T1
2	65	40	NP	NP	700	650	CS-2	T1
3	65	45	NP	700	650	650	CS-2	T1
4	65	45	NP	700	NP	NP	CS-2	G26, T1, W10, W12
5	65	...	650	NP	650	650	CS-2	G18
6	65	...	650	NP	650	650	CS-2	G18
7	66.5	...	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, G18, S1, T1
8	66.5	...	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, G18, S1, T1
9	66.5	37	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T2
10	66.5	37.5	850	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T1
11	66.5	...	850	NP	1000	650	CS-2	G10, G18, S1, T1
12	66.5	40.5	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T2
13	68	38.5	800	NP	800	NP	CS-2	T1
14	68	40.5	850	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T1
15	69.5	41.5	800	NP	800	NP	CS-2	T1
16	69.5	43	850	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T1
17	70	35	NP	400 (Cl. 3 only)	650	650	CS-2	...
18	70	35	850	650 (Cl. 3 only)	1000	650	CS-2	G10, G15, G22, S1, T2
19	70	36	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
20	70	36	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
21	70	36	1000	700	1000	650	CS-2	G1, G10, G17, S1, T2
22	70	36	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
23	70	36	NP	NP	1000	650	CS-2	G10, T2
24	70	36	850	700	1000	650	CS-2	G10, T2
25	70	36	850	700	1000	650	CS-2	G10, T2
26	70	36	NP	700	1000	650	CS-2	G10, T2
27	70	36	NP	700	1000	650	CS-2	G10, T2
28	70	36	NP	700	1000	650	CS-2	G10, T2
29	70	36	NP	700	1000	650	CS-2	G10, T2
30	70	36	1000	700	NP	NP	CS-2	G1, G10, G17, S1, T2
31	70	36	NP	NP	1000	650	CS-2	G10, T2
32	70	38	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
33	70	38	850	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
34	70	38	NP	700	NP	NP	CS-2	S5, W10, W12
35	70	38	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
36	70	38	NP	700	NP	NP	CS-2	S5, W10, W12
37	70	38	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
38	70	38	850	NP	NP	NP	CS-2	G10, S1, T2
39	70	40	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1
40	70	40	1000	NP	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1, W13
41	70	40	1000	NP	NP	NP	CS-2	G4, G10, S1, T4
42	70	40	1000	NP	NP	NP	CS-2	G3, G10, S1, T2
43	70	40	1000	NP	1000	650	CS-2	G10, S1, T1

Table 1A (Cont'd)
 Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
 Maximum Allowable Stress Values *s* for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
2	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
3	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
4	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
5	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
6	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6
7	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
8	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
9	19.1	...	19.1	...	19.1	19.1	19.1	18.8	18.1	17.5	14.8	12.0	9.3	6.7
10	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	18.5	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9
11	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9
12	19.1	...	19.1	...	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	14.8	12.0	9.3	6.7
13	19.5	...	19.5	...	19.5	19.5	19.5	19.5	19.0	18.3	14.8	12.0
14	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
15	19.9	...	19.9	...	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	18.3	14.8	12.0
16	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
17	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3
18	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.7	14.8	12.0	9.3	6.7
19	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
20	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
21	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
22	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
23	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
24	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
25	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
26	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
27	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
28	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
29	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
30	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
31	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
32	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
33	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
34	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
35	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
36	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
37	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
38	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	...
39	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
40	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7
41	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	5.7
42	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.8	15.5	12.6	10.2	7.9	5.7
43	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	20.0	19.8	18.3	14.8	12.0	9.3	6.7

Table 1A (Cont'd)
Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values s for Ferrous Materials
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy		Size/Thickness, in.	Group	
					Design/ UNS	Class/ Condition/		P-No.	No.
1	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B60	K02401	1	1
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C60	K02100	1	1
3	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E60	K02402	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A2 83D	K02702	1	1
5	Carbon steel	Plate	SA-283	D	K02702		
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
8	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
9	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
10	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	B	K03006	1	1
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-135						
12	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-234	B WPB	1	1
13	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333		K03006	1	1
14	Carbon steel	Wld. pipe	SA-333	6	K03006	1	1
15	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	6	K03006	1	1
16	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	6	K03006	1	1
17	Carbon steel	Forged pipe	SA-369						
18	Carbon steel	Forgings	SA-372	FPB	K03006	1	1
19	Carbon steel	Sheet	SA-414	A	K03002	1	1
20	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-42 0	D WPL 6	1	1
21	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524						
22	Carbon steel	Bar	SA-696	I	K02104	1	1
23	Carbon steel	Forgings	SA-727	B	K03200	1	1
24	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
25	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
26	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
27	Carbon steel	Smls. tube	SA-210	A-1	K02707	1	1
28	Carbon steel	Smls. tube	SA-556	B2	K02707	1	1
29	Carbon steel	Wld. tube	SA-557	B2	K03007	1	1
30	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA_G40.21	38 W	1	1
31	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT430N	...	Normalized	≤ 6	1	1
32	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT430NR	...	Norm. rld.	≤ 6	1	1
33	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$6 < t \leq 10$	1	1
34	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$4 < t \leq 6$	1	1
35	Carbon steel	Bar	SA-675	65	1	1
36	Carbon steel	Castings	SA-352	LCB	J03003	1	1
37	Carbon steel	Plate	SA-515	65	K02800	1	1
38	Carbon steel	Plate	SA-516	65	K02403	1	1
39	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB6 5	K02800	1	1
40	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC6 5	K02403	1	1
41	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B65	K02800	1	1
42	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C65	K02403	1	1

Table 1A (Cont'd)
 Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
 Maximum Allowable Stress Values s for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applicability and Max. Temperature Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)				External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1	XII		
1	60	32	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
2	60	32	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
3	60	32	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
4	60	33	NP	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	W12
5	60	33	NP	300 (Cl. 3 only)	650	650	CS-2	...
6	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1, W12, W13
7	60	35	900	NP	900	650	CS-2	G3, G10, G24, S1, T1, W6
8	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1
9	60	35	NP	700 (SPT)	900	650	CS-2	G10, T1
10	60	35	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1
11	60	35	NP	NP	900	650	CS-2	G24, T1, W6
12	60	35	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1
13	60	35	700	700	1000	650	CS-2	G10, T1, W12, W13, W14
14	60	35	700	NP	NP	NP	CS-2	T1
15	60	35	NP	700	650	650	CS-2	T1, W12, W14
16	60	35	NP	NP	650	650	CS-2	G24, W6
17	60	35	1000	NP	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1
18	60	35	NP	NP	650	650	CS-2	...
19	60	35	NP	NP	900	650	CS-2	G10, T1
20	60	35	NP	700	850	650	CS-2	G10, T1, W14
21	60	35	NP	NP	1000	650	CS-2	G10, T1
22	60	35	NP	700	NP	NP	CS-2	T1
23	60	36	NP	700	1000	650	CS-2	G10, G22, T1
24	60	37	1000	NP	NP	NP	CS-2	G4, G10, S1, T2
25	60	37	1000	700	NP	NP	CS-2	G10, S1, T1, W13
26	60	37	1000	NP	1000	650	CS-2	G3, G10, G24, S1, T2, W6
27	60	37	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T1
28	60	37	NP	NP	1000	650	CS-2	G10, T1
29	60	37	NP	NP	1000	650	CS-2	G24, T1, W6
30	60	38	NP	NP	650	650	CS-2	...
31	62.5	...	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, G18, S1, T1
32	62.5	...	1000	NP	1000	NP	CS-2	G10, G18, S1, T1
33	62.5	32	850	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T2
34	64	34	850	NP	1000	NP	CS-2	G10, S1, T2
35	65	32.5	850	650 (Cl. 3 only)	1000	650	CS-2	G10, G15, G22, S1, T2
36	65	35	NP	700	650	650	CS-2	G1, G17
37	65	35	1000	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
38	65	35	850	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
39	65	35	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
40	65	35	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
41	65	35	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
42	65	35	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12

Table 1A (Cont'd)
 Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
 Maximum Allowable Stress Values *s* for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding														
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900	
1	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3	
2	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3	
3	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3	
4	17.1	...	17.1	...	17.1	
5	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.9	16.3	
6	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
7	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	...	9.2	7.4	5.0
8	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
9	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
10	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
11	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	...	9.2	7.4	5.0
12	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
13	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
14	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3
15	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6
16	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6
17	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
18	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
19	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
20	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	...
21	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
22	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6
23	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
24	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.0
25	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
26	14.6	...	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	...	9.2	7.4	5.0
27	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
28	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	...	10.8	8.7	5.9
29	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	...	9.2	7.4	5.0
30	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
31	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	16.9	13.9	...	11.4	8.7	5.9
32	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	16.9	13.9	...	11.4	8.7	5.9
33	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.4	16.4	15.8	13.9	...	11.4	8.7	5.9
34	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	17.4	16.8	13.9	...	11.4	8.7	5.9
35	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.5	17.7	16.6	16.1	15.5	13.9	...	11.4	8.7	5.0
36	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
37	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9	...
38	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9	...
39	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
40	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
41	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
42	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7

ANEXO 4: Pipe Flanges and Flanged Fittings

ASME B16.5-2013
(Revision of ASME B16.5-2009)

Pipe Flanges and Flanged Fittings

NPS 1/2 Through NPS 24
Metric/Inch Standard

AN AMERICAN NATIONAL STANDARD



Copyright ASME International
Provided by IHS under license with ASME
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Licensee=TECNAI5035100001, User=Novoa, Josefin
Not for Resale, 04/10/2013 08:42:42 MDT

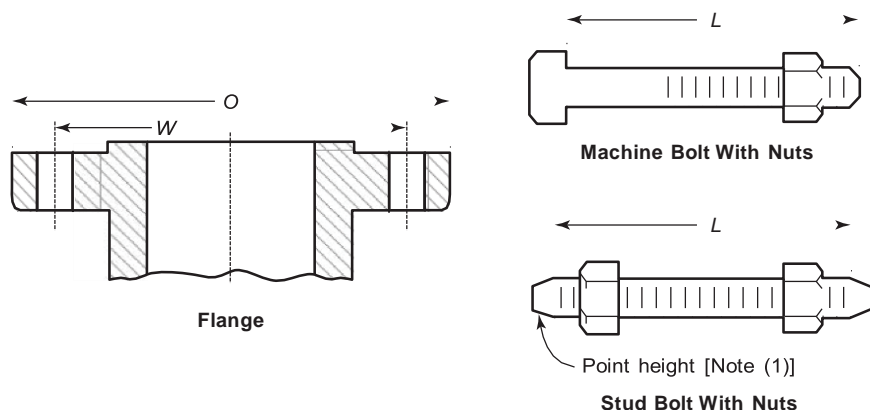
Table II-2-1.1 Pressure–Temperature Ratings for Group 1.1 Materials

Nominal Designation	Forgings	Castings		Plates			
C–Si	A105 (1)	A216 Gr. WCB (1)		A515 Gr. 70 (1)			
C–Mn–Si	A350 Gr. LF2 (1)	...		A516 Gr. 70 (1), (2) A537 Cl. 1 (4)			
C–Mn–Si–V	A350 Gr. LF6 Cl. 1 (3)			
3½Ni	A350 Gr. LF 3			
Working Pressures by Classes, psig							
Temp., °F	Class						
	150	300	400	600	900	1500	2500
–20 to 100	285	740	985	1,480	2,220	3,705	6,170
200	260	680	905	1,360	2,035	3,395	5,655
300	230	655	870	1,310	1,965	3,270	5,450
400	200	635	845	1,265	1,900	3,170	5,280
500	170	605	805	1,205	1,810	3,015	5,025
600	140	570	755	1,135	1,705	2,840	4,730
650	125	550	730	1,100	1,650	2,745	4,575
700	110	530	710	1,060	1,590	2,655	4,425
750	95	505	675	1,015	1,520	2,535	4,230
800	80	410	550	825	1,235	2,055	3,430
850	65	320	425	640	955	1,595	2,655
900	50	230	305	460	690	1,150	1,915
950	35	135	185	275	410	685	1,145
1,000	20	85	115	170	255	430	715

NOTES:

- (1) Upon prolonged exposure to temperatures above 800°F, the carbide phase of steel may be converted to graphite. Permissible but not recommended for prolonged use above 800°F.
- (2) Not to be used over 850°F.
- (3) Not to be used over 500°F.
- (4) Not to be used over 700°F.

Table II-7 Templates for Drilling Class 150 Pipe Flanges and Flanged Fittings



Nominal Pipe Size, NPS	Outside Diameter of Flange, O	Drilling [Notes (2), (3)]				Length of Bolts, L [Note (4)]		
		Diameter of Bolt Circle, W	Diameter of Bolt Holes	Number of Bolts	Diameter of Bolts	Stud Bolts [Note (1)]	Machine Bolts	
						Raised Face 0.06 in.	Ring Joint	Raised Face 0.06 in.
1/2	3.50	2.38	5/8	4	1/2	2.25	...	2.00
3/4	3.88	2.75	5/8	4	1/2	2.50	...	2.00
1	4.25	3.12	5/8	4	1/2	2.50	3.00	2.25
1 1/4	4.62	3.50	5/8	4	1/2	2.75	3.25	2.25
1 1/2	5.00	3.88	5/8	4	1/2	2.75	3.25	2.50
2	6.00	4.75	3/4	4	5/8	3.25	3.75	2.75
2 1/2	7.00	5.50	3/4	4	5/8	3.50	4.00	3.00
3	7.50	6.00	3/4	4	5/8	3.50	4.00	3.00
3 1/2	8.50	7.00	3/4	8	5/8	3.50	4.00	3.00
4	9.00	7.50	3/4	8	5/8	3.50	4.00	3.00
5	10.00	8.50	7/8	8	3/4	3.75	4.25	3.25
6	11.00	9.50	7/8	8	3/4	4.00	4.50	3.25
8	13.50	11.75	7/8	8	3/4	4.25	4.75	3.50
10	16.00	14.25	1	12	7/8	4.50	5.00	4.00
12	19.00	17.00	1	12	7/8	4.75	5.25	4.00
14	21.00	18.75	1 1/8	12	1	5.25	5.75	4.50
16	23.50	21.25	1 1/8	16	1	5.25	5.75	4.50
18	25.00	22.75	1 1/4	16	1 1/8	5.75	6.25	5.00
20	27.50	25.00	1 1/4	20	1 1/8	6.25	6.75	5.50
24	32.00	29.50	1 3/8	20	1 1/4	6.75	7.25	6.00

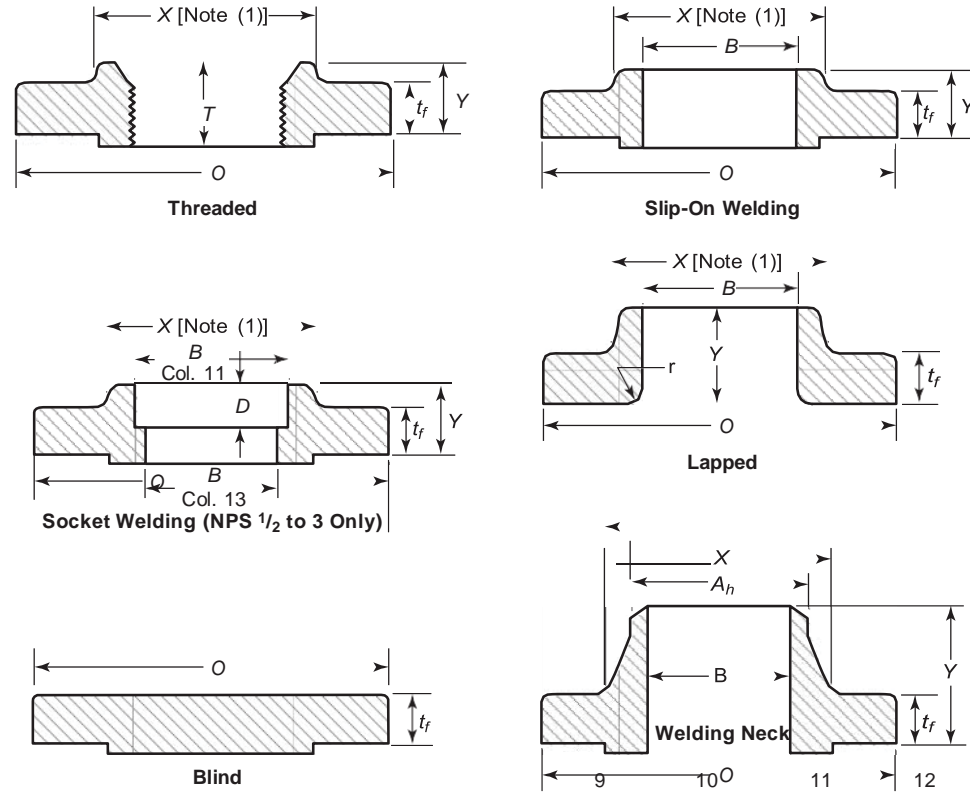
GENERAL NOTES:

- (a) Dimensions are in inches.
- (b) For other dimensions, see Tables II-8 and II-9.

NOTES:

- (1) The length of the stud bolt does not include the height of the points (see para. 6.10.2).
- (2) For flange bolt holes, see para. 6.5.
- (3) For spot facing, see para. 6.6.
- (4) Bolt lengths not shown in the table may be determined in accordance with Nonmandatory Appendix C (see para. 6.10.2).

Table II-8 Dimensions of Class 150 Flanges



162

ASME B16.5-2013

Nominal Pipe Size	Outside Diameter of Flange, O	Minimum Thickness of Flange, t_f [Notes (2)–(4)]	Minimum Thickness Lap Joint	Diameter of Hub, X	Diameter Beginning of Chamfer Welding Neck, A_h [Note (5)]	Length Through Hub			Minimum Thread Length Threaded, T [Note (6)]	Minimum Slip-On Socket Welding, B	Bore Minimum Lapped, B	Welding Neck/Socket Welding, B [Note (7)]	Corner Bore Radius of Lapped Flange and Pipe, r	Depth of Socket, D
						Threaded Slip-On Welding, Y	Lapped, Y	Welding Neck, Y						
1/2	3.50	0.38	0.44	1.19	0.84	0.56	0.62	1.81	0.62	0.88	0.90	0.62	0.12	0.38
3/4	3.88	0.44	0.50	1.50	1.05	0.56	0.62	2.00	0.62	1.09	1.11	0.82	0.12	0.44
1	4.25	0.50	0.56	1.94	1.32	0.62	0.69	2.12	0.69	1.36	1.38	1.05	0.12	0.50
1 1/4	4.62	0.56	0.62	2.31	1.66	0.75	0.81	2.19	0.81	1.70	1.72	1.38	0.19	0.56
1 1/2	5.00	0.62	0.69	2.56	1.90	0.81	0.88	2.38	0.88	1.95	1.97	1.61	0.25	0.62

Table II-8 Dimensions of Class 150 Flanges (Cont'd)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nominal Pipe Size	Outside Diameter of Flange, O	Minimum Thickness of Flange, t_f [Notes (2)–(4)]	Minimum Thickness Lap Joint	Diameter of Hub, X	Diameter Beginning of Chamfer Welding Neck, A_h [Note (5)]	Length Through Hub			Minimum Thread Length Threaded, T [Note (6)]	Bore			Corner Bore Radius of Lapped Flange and Pipe, r	Depth of Socket, D
						Threaded Slip-On Socket Welding, Y	Lapped, Y	Welding Neck, Y		Minimum Slip-On Socket Welding, B	Minimum Lapped, B	Welding Neck/Socket Welding, B [Note (7)]		
2	6.00	0.69	0.75	3.06	2.38	0.94	1.00	2.44	1.00	2.44	2.46	2.07	0.31	0.69
2½	7.00	0.81	0.88	3.56	2.88	1.06	1.12	2.69	1.12	2.94	2.97	2.47	0.31	0.75
3	7.50	0.88	0.94	4.25	3.50	1.12	1.19	2.69	1.19	3.57	3.60	3.07	0.38	0.81
3½	8.50	0.88	0.94	4.81	4.00	1.19	1.25	2.75	1.25	4.07	4.10	3.55	0.38	...
4	9.00	0.88	0.94	5.31	4.50	1.25	1.31	2.94	1.31	4.57	4.60	4.03	0.44	...
5	10.00	0.88	0.94	6.44	5.56	1.38	1.44	3.44	1.44	5.66	5.69	5.05	0.44	...
6	11.00	0.94	1.00	7.56	6.63	1.50	1.56	3.44	1.56	6.72	6.75	6.07	0.50	...
8	13.50	1.06	1.12	9.69	8.63	1.69	1.75	3.94	1.75	8.72	8.75	7.98	0.50	...
10	16.00	1.12	1.19	12.00	10.75	1.88	1.94	3.94	1.94	10.88	10.92	10.02	0.50	...
12	19.00	1.19	1.25	14.38	12.75	2.12	2.19	4.44	2.19	12.88	12.92	12.00	0.50	...
14	21.00	1.31	1.38	15.75	14.00	2.19	3.12	4.94	2.25	14.14	14.18	Note (8)	0.50	...
16	23.50	1.38	1.44	18.00	16.00	2.44	3.44	4.94	2.50	16.16	16.19	Note (8)	0.50	...
18	25.00	1.50	1.56	19.88	18.00	2.62	3.81	5.44	2.69	18.18	18.20	Note (8)	0.50	...
20	27.50	1.62	1.69	22.00	20.00	2.81	4.06	5.62	2.88	20.20	20.25	Note (8)	0.50	...
24	32.00	1.81	1.88	26.12	24.00	3.19	4.38	5.94	3.25	24.25	24.25	Note (8)	0.50	...

163

ASME B16.5-2013

ANEXO 5: Plano Mecánico – Entregable

ANEXO 6: Plano P&ID del separador

