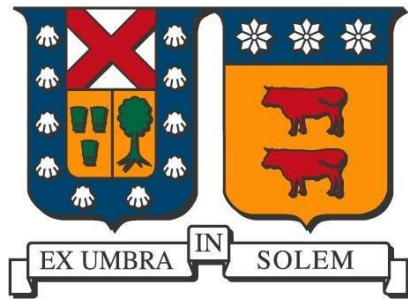


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE



GUÍA PARA EL DISEÑO E INSTALACIÓN DE TANQUES DE
ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES SEGÚN LA NORMA
API 650 APLICADA EN LA INDUSTRIA NACIONAL

SOL MARIANO MEJÍAS MATURANA
MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERÍA
MECÁNICA INDUSTRIAL.

Profesor Guía: Ing. Rafael Mena Yanssen
Profesor Correferente: Dr. Ing. Mario Toledo Torres

Marzo-2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: GUÍA PARA EL DISEÑO E INSTALACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES
SEGÚN LA NORMA API 650 APLICADA A LA INDUSTRIA NACIONAL

Nombre del candidato(a): Sol Mariano Melias Maturana

Carrera / Grado: Ingeniería Mecánica Industrial

Campus: Casa Central Departamento: Departamento de Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rafael Mena Yanssen, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)
del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amente confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (marcar una opción):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 03/06/2026

Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03/06/2026

Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi compañera y amiga quien ha estado a mi lado en todos los momentos importantes de la vida y que a pesar de las circunstancias nunca me ha dejado caer. También a Manifiesto, mi fiel compañero que ha esperado tantos años para que cumpla mis promesas.

Agradezco a mi profesor guía, que ha demostrado una paciencia infinita y me ha motivado a completar este trabajo, pese a las dificultades que he enfrentado.

Resumen

En un contexto donde la dependencia de combustibles fósiles supera el 90% y tiene predominancia en sectores como la minería, el transporte y la producción de energía, es crucial implementar herramientas que faciliten una gestión eficiente del almacenamiento de combustibles, garantizando así el suministro adecuado para el país en un plazo razonable.

Por este motivo, la guía elaborada en esta memoria compila los antecedentes que justifican el diseño y la construcción de parques de almacenamiento. Además, proporciona las herramientas necesarias para establecer criterios y adquirir datos relevantes en el diseño de tanques.

En particular, se centra en el diseño de tanques de almacenamiento de combustibles líquidos a presión atmosférica y temperaturas no superiores a 93°C. Para ello, se toma como referencia la norma API 650, que deberá complementarse con la normativa nacional para asegurar el cumplimiento de todos los estándares de diseño y seguridad.

En primer lugar, se lleva a cabo una clasificación de los diferentes tipos de tanques disponibles que cumplen con los criterios previamente establecidos, así como la metodología de cálculo específica. En este caso, el proceso de cálculo de un tanque comienza con la definición clara de su capacidad de almacenamiento, el tipo de combustible que contendrá y el lugar donde será construido. Con esta información, se procede al diseño de sus componentes principales: la envolvente, el fondo y el techo.

Es fundamental que el diseño de un tanque considere todas las cargas a las que podría estar expuesto, ya sean externas o generadas por la propia estructura. Cada tanque debe ser capaz de soportar estas cargas bajo las condiciones más adversas, asegurando así la integridad de la estructura y la seguridad del personal encargado.

Finalmente, se incluye información sobre el proceso adecuado para la desarticulación de un tanque al final de su vida útil y se realiza un análisis de las fallas más comunes en este tipo de estructuras, proponiendo medidas adecuadas de prevención.

ABSTRACT

In a context where dependence on fossil fuels exceeds 90% and is predominant in sectors such as mining, transportation, and energy production, it is crucial to implement tools that facilitate efficient fuel storage management, thereby ensuring an adequate supply for the country within a reasonable timeframe.

For this reason, the guide developed in this report compiles the background information that justifies the design and construction of storage facilities. In addition, it provides the necessary tools to establish criteria and gather relevant data for tank design.

It focuses on the design of storage tanks for liquid fuels at atmospheric pressure and temperatures not exceeding 93°C. To this end, API 650 is used as a reference, which must be supplemented by national regulations to ensure compliance with all design and safety standards.

First, a classification is carried out of the different types of tanks available that meet the previously established criteria, as well as the specific calculation methodology. In this case, the process of calculating a tank begins with a clear definition of its storage capacity, the type of fuel it will contain, and the location where it will be built. With this information, the design of its main components proceeds: the shell, the bottom, and the roof.

It is essential that a tank's design accounts for all loads to which it might be exposed, whether external or generated by the structure itself. Each tank must be capable of withstanding these loads under the most adverse conditions, thereby ensuring the structural integrity of the tank and the safety of the personnel responsible for it.

Finally, information is provided on the proper process for dismantling a tank at the end of its service life, and an analysis of the most common failures in this type of structure is conducted, proposing appropriate preventive measures.

GLOSARIO

Carga hidrostática: Presión ejercida por un líquido en reposo.

Refilar: Se refiere a cortar las láminas en ángulos rectos para la posterior unión.

Calibración: La calibración consiste en determinar la capacidad o los volúmenes en un recipiente atmosférico a diferentes niveles de producto, en un mismo punto de referencia, a una temperatura base, de acuerdo con su forma geométrica en grandes volúmenes.

Corrosión: Desgaste no deseado, originado por la reacción química entre el fluido contenido y/o procesado y el material de construcción del equipo en contacto con el mismo.

Tack weld: Soldadura por puntos, usualmente se hace antes de la soldadura definitiva con la finalidad de mantener fijas las piezas a soldar.

Soldadura a tope: Es una soldadura con ranura entre dos elementos, las ranuras pueden ser cuadradas, en forma de V (simple o doble) o en forma de U (simple o doble).

Junta a tope doble soldadura: Una junta entre dos partes adyacentes que están aproximadamente el mismo plano, que es soldado por ambos lados.

Junta de soldadura de traslape doble: Junta entre dos miembros superpuestos, en la cual los bordes traslapados de ambos miembros están soldados con soldadura de filete.

Soldadura de filete: Una soldadura de aproximadamente sección triangular que une dos superficies aproximadamente perpendiculares, como una junta de solape, unión en T o junta de esquina.

Soldadura de filete completo: Una soldadura cuyo tamaño es igual al espesor del m miembro más delgado.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Resumen	4
Justificación	12
Objetivos.....	13
<i>Objetivo General.....</i>	<i>13</i>
<i>Objetivos Específicos.....</i>	<i>13</i>
1. Capítulo I: Estado del Arte	14
1.1 Evolución del almacenamiento de combustibles.....	14
1.2 Combustibles líquidos en Chile	16
2.1.1 Consumo.....	16
1.2.2 Almacenamiento	19
1.2.3 Marco Regulatorio	21
2. Capítulo II: Tanques de almacenamiento	22
2.2 Tipos de tanques.....	23
2.2.1 Esféricos.....	23
2.2.2 Cilíndricos	24
2.3 Criterios de selección	27
3. Capítulo III: Diseño y cálculo por API 650	30
3.1 Norma API 650.....	30
3.1.1 Alcances de la norma	30
3.1.2 Anexos.....	31
3.1.3 Normas Complementarias	31
3.2 Consideraciones de Diseño	33
3.2.1 Materialidad	36
3.2.2 Soldadura	38
3.3 Diseño de pared.....	39
3.4 Diseño de fondo.....	44
3.5 Diseño de Techo.....	49
3.6 Cálculo de Cargas Específicas	60
3.6.1 Cargas de Viento.....	60
3.6.2 Cargas Sísmicas.....	67
3.7 Manhole y Conexiones.....	75
3.8 Venteo y Mitigación de Gases	76
Capítulo IV: Puesta en Servicio	81
4.1 Montaje y ensamble	81
4.2 Calibración.....	81
4.3 Certificación.....	82

4.4 Inspección	83
Capítulo V: Inertización y disposición de residuos	85
5.1 Fallas y accidentes comunes en tanques	85
5.2 Desmantelamiento de tanques.....	87
5.3 Disposición final de instalaciones.	88
CONCLUSIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS.....	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 y 1.2. Catálogo de tanque de madera y acero respectivamente.	14
Fig. 1.3 Gráfico de matriz energética Primaria 2010-2020.	17
Fig. 1.4 Composición de oferta de energía primaria por energético	17
Fig. 1.5 Composición del consumo final por energético en Tal.	17
Fig. 1.6. Composición del consumo final por sector.	18
Fig. 1.7 Indicador de dependencia de combustibles fósiles importados 2010-2020.	18
Fig. 1.8 Plantas de almacenamiento de combustibles existentes en Chile.	20
Fig 2.1- Cadena de valor ENEX Chile.	22
Fig. 2.2 y 2.3. Tanque superficial (Izq.) y tanque enterrado (Dcha.).	23
Fig. 2.4. Tanque esférico en planta Enap Maipú.	24
Figura 2.5. Techo fijo tipo domo auto soportado.	25
Fig. 2.6 Techo flotante simple	25
Fig. 2.7. Techo flotante Doble.....	26
Fig. 2.8. Techo flotante con cubierta	26
Fig. 2.9 Tanque Cilíndrico horizontal	27
Fig. 2.10 Criterios de selección y diseño de tanques.	28
Fig. 2.11 Tipos de tanque según tipo de fluido	29
Fig. 3.1. Esquema de limitaciones de la norma.	30
Fig. 3.2. Volumen y niveles de tanque de almacenamiento	33
Fig. 3.3 Extracto Tabla de Materiales por grupo	36
Fig. 3.4 Espesores mínimos de placa de pares según diámetro de tanque.	40
Figura 3.5 extracto de tabla 5.2 a.	40
Fig. 3.6 Puntos de diseño según el método one foot.	41
Fig. 3.7 Juntas verticales típicas del cuerpo.	43
Fig. 3.8 Juntas horizontales típicas del cuerpo.....	43
Fig. 3.9. Fondo de tanque con placas anulares (lado dcho.) y sin placas anulares (izq.)	44

Fig. 3.10 Esquema de anillo de goteo	45
Fig. 3.11 Esquema de proyección de placa anular.....	46
Fig. 3.12 tabla 5.1 sobre espesores mínimos de placas anulares.	46
Fig. 3.13 Forma de traslape de placas de fondo.....	47
Fig. 3.14 Soldaduras placas de fondo.....	48
Fig. 3.15 unión de 3 placas soldadas en placas anulares.	48
Fig. 3.16 Tabla de espesores mín.....	49
Fig. 3.17 Detalle de soldadura placas de pared y fondo.....	49
Fig. 3.18 Esquema de áreas aportadas por componentes de tanque.	52
Fig. 3.19 Perfiles estructurales.	54
Fig. 3.20 Viga bi apoyada con carga uniformemente distribuida.	56
Fig. 3.21(Arriba) y 3.22(Abajo) ángulo superior mínimo.	59
Fig. 3.23 Extracto de tabla 5.19.	66
Fig. 3.24 Tabla E.6.	68
Fig. 3.25 Factor R_{wi}	69
Fig. 3.26 Factor I	69
Fig. 3.27 Factores F_a y F_v	70
Fig. 3.28 Clasificación por zona de suelo.....	70
Fig. 3.29 Factor S_{ds} según SUG	74
Fig. 3.32 Techos flotantes.....	80
Fig. 3.33 y 3.34 Tanque cubierta simple (Izq) y tanque de cubierta doble (Dcha.).	80
Fig. 4.1 Tabla XV.....	84
Fig. 4.2 Tabla XV b	84
Fig. 5.1 Diagrama de causas de accidentes.	86
Fig. 5.2 Accidente en Puerto Rico-2009.	86
Fig. 5.3 Tipos de cortes de soldadura.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Dimensiones Tanques esféricos, según norma ASME	23
Tabla 3.1- Anexos de norma API 650	31
Tabla 3.2 Normas complementarias a API 650	32
Tabla 3.3 Propiedades de fluidos.....	36
Tabla 3.4 Tipo de techo según Altura del tanque.....	50
Tabla 3.5 Tipo de techo según diámetro del tanque.....	50
Tabla 3.6 Tamaños mínimos de Anillos de compresión	52
Tabla 3.7. Recomendaciones de ángulos de coronación	54
Tabla 3.8 Valor de factores para fuerzas de viento	62

Justificación

El diseño tanques es esencial para el desarrollo de diversos procesos e industrias ya que permite el almacenamiento y gestión de productos de manera segura y eficiente. La norma API 650 es una de las referencias principales para el diseño, fabricación e instalación de tanques de almacenamiento.

Una guía sobre la construcción de tanques para almacenar combustibles constituye un aporte para desarrollar proyectos en sectores de la industria petroquímica a nivel nacional y es una herramienta para disciplinas académicas relacionadas con el área de diseño.

Por lo anterior, este documento pretende ser un manual completo y práctico que aborde el diseño e instalación de tanques de almacenamiento, de acuerdo con la norma API 650.

Objetivos

Objetivo General

- Elaborar una guía para el diseño, construcción y puesta en servicio de tanques de almacenamiento de combustible en la industria nacional, según la norma API 650.

Objetivos Específicos

- Analizar el estado del arte respecto del diseño y funcionamiento de tanques de almacenamiento en Chile.
- Elaborar pauta para el rescate de la data requerida para el diseño de tanques de almacenamiento, considerando condiciones de contorno aplicadas en Chile (Sismo, vientos, etc.).
- Estudiar y generar un resumen de la metodología de cálculo y recomendaciones bajo la norma API 650.
- Generar una guía de los requerimientos para la habilitación y des habilitación de tanques de almacenamiento.
- Investigar y proponer tecnología para mitigar el escape de gases.

1. Capítulo I: Estado del Arte

1.1 Evolución del almacenamiento de combustibles

El descubrimiento y explotación de los primeros pozos petroleros a mediados del siglo XIX trajo consigo la necesidad de contar con instalaciones para el almacenamiento del combustible extraído. En primera instancia se utilizaron barriles de madera, sin embargo, la capacidad de estos era muy limitada por lo que se debieron buscar alternativas más eficientes, tanto para el almacenamiento como para el transporte del combustible.

Con el creciente desarrollo de la industria petrolera y el aumento de la industria automotriz, las compañías buscaron alternativas para el almacenamiento que permitieran aumentar la capacidad y que fuera una solución confiable de largo plazo. Es así como a fines del siglo XIX ya se contaba con catálogos para la producción de tanques de almacenamiento de madera o remachados de metal con forma de cono truncado que se instalaban desplazados verticalmente sobre el suelo.

OIL STORAGE AND TRANSPORTATION									
WOODEN TANK									
Fig. 9143									
Made to order Prices furnished on application.									
42 gallons equal one barrel, standard oil measurement.									
DIMENSIONS AND WEIGHTS									
Diameter feet	Length of staves feet	Number of hoops	Capacity gallons	Shipping weight lbs.	Diameter feet	Length of staves feet	Number of hoops	Capacity gallons	Shipping weight lbs.
3	3	3	158	220	12	12	12	9,658	3,091
4	4	4	321	361	12	6	6	5,378	2,138
5	4	4	587	606	13	8	8	7,863	2,566
6	4	4	720	685	13	12	12	11,333	3,681
6	5	5	1,145	776	14	8	8	9,540	2,755
7	4	4	983	694	14	12	12	13,146	3,796
7	5	5	1,559	921	14	13	13	15,449	4,280
8	4	4	1,294	840	15	6	6	7,160	2,530
8	5	5	2,031	1,096	15	8	8	9,804	3,093
8	6	6	2,781	1,372	15	12	12	15,090	4,130
9	4	4	1,623	971	15	16	15	19,070	4,943
9	5	5	2,377	1,260	16	6	6	8,147	2,556
9	6	6	3,529	1,553	16	8	8	11,155	3,370
10	4	4	2,006	1,124	16	12	12	17,170	4,529
10	5	5	3,182	1,454	16	14	13	20,179	4,052
10	6	6	4,357	1,784	16	16	16	23,187	5,518
11	4	4	2,423	1,307	18	8	8	14,118	4,091
11	5	5	3,850	1,679	18	12	12	21,730	5,370
11	6	6	5,272	2,079	18	16	16	29,134	6,765
12	4	4	2,891	1,414	20	14	14	31,324	6,850
12	5	5	4,582	1,843	20	16	16	38,035	7,734
12	6	6	6,274	2,280	24	16	16	51,889	10,400
11	11	10	7,405	2,532					

TANK HOOP CONNECTION—WARE'S PATENT—Fig. 9148									
To tighten the hoops of wooden tanks									
Complete	\$1.00	Bolt only	\$0.50	Straps only	per pair,	\$0.50			

GAUGE ROD—Fig. 9147									
For measuring oil in tank									
Per foot		\$0.20							

Fig. 1.1 y 1.2. Catálogo de tanque de madera y acero respectivamente.

A principios del 1900 varias organizaciones enfocadas en la fabricación de tanques se interesaron por abordar cuestiones de seguridad y estandarización de la fabricación de tanques que almacenaban combustibles

líquidos. Se formó la asociación de fabricantes de acero en el año 1916, que más tarde se convirtió en el *Steel Tank Institute (STI)*. Casi al mismo tiempo, *Underwriters Laboratories (UL)* estaba desarrollando sus primeras normas de seguridad para tanques de acero a presión atmosférica. En 1922 se dio a conocer la primera norma para la fabricación de tanques atmosféricos de acero instalados sobre suelo, la UL-142. Tres años más tarde se publicó la primera edición de la norma UL-58 enfocada en tanques subterráneos.

El año 1919 se formó el Instituto Americano del Petróleo (API) que estaba integrado por productores de hidrocarburos y empresas que instalaban tanques. Desde el año 1924 API se convirtió en un referente normativo para la industria del petróleo y gas natural.

En esta primera mitad del siglo XX, el diseño de tanques estaba enfocado en buscar formas de almacenamiento más seguras que permitieran aumentar la capacidad y disminuir pérdidas del combustible almacenado. Es así como se fue reemplazando el remachado por la utilización de soldadura al arco, una normativa aplicable en ese período fue la API 12C- "*Specification for welded oil storage tanks*", referente de lo que hoy es la API 650.

Como efecto de la urbanización, la industria automovilística seguía en alza por lo que los comercializadores de petróleo se adaptaron para permitir una distribución masiva del combustible, así nacieron las primeras estaciones de servicio que requerían una capacidad mínima de tanques. Por razones estéticas y de espacio, muchas estaciones de servicio instalaban tanques bajo tierra, esto motivó en el desarrollo de normativas de seguridad enfocadas en los efectos de fugas o explosiones de tanques.

En la segunda mitad del siglo XX el enfoque estuvo en el diseño del fondo de los tanques para evitar la acumulación de líquidos, además en la búsqueda de formas de combatir la corrosión, para ello se propusieron diseños no metálicos, como también el uso de envolturas de plástico y revestimientos de fibra de vidrio reforzada.

Desde la década del 70', el diseño de los tanques y el desarrollo normativo se ha orientado al mejoramiento de la seguridad, desarrollando nuevas alternativas para las pruebas de integridad de tanques, y mejorando la contención de tanques de gran capacidad. Por otro lado, creció la preocupación por los efectos de la contaminación provocada en suelos por los tanques subterráneos.

Los tanques de almacenamiento de acero sobre suelo fueron populares desde los 90', ya que facilitan la carga y descarga de combustibles, además se detectan signos de corrosión y de fácil acceso para realizar mantenimientos y/o monitoreos preventivos.

En la actualidad la industria de tanques de almacenamiento de acero se mantiene robusta y en constante crecimiento. Su presencia se extiende por una amplia gama de industrias y empresas en todo el mundo, ofreciendo soluciones adecuadas para diversas necesidades de almacenamiento. En este contexto, la normativa vigente establecida por API facilita el cumplimiento de estándares específicos de diseño a nivel global.

1.2 Combustibles líquidos en Chile

Paralelo a lo que ocurría a nivel global, a 30 años del descubrimiento de los primeros pozos, en Chile se realiza la primera importación de petróleo y ya para 1920 existía un predominio del combustible líquido por sobre el carbón.

En el período comprendido entre 1914 y 1945, se sentaron las bases de la política petrolera en Chile. En su fase inicial, el objetivo fue reafirmar el control estatal sobre los yacimientos nacionales, mientras que en la etapa subsiguiente se orientó a definir la intervención del Estado en aspectos como la importación, procesamiento, distribución y venta de petróleo y sus derivados.

Luego de descubrir el primer pozo petrolero del país, en la zona de Springhill en Magallanes, el 29 de diciembre de 1945, el Gobierno de Chile decidió crear la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la cual quedó oficialmente constituida el 19 de junio de 1950 con la publicación de la Ley N° 9.618.

Actualmente, el mercado de combustibles líquidos lo componen ENAP y otras grandes empresas como COPEC, ENEX, ESMAX y distribuidores minoristas. Chile es un importador de petróleo con una evidente dependencia energética, sin embargo, las políticas públicas están enfocadas en disminuir el uso de combustibles fósiles y aumentar el porcentaje de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

2.1.1 Consumo

En cuanto al uso de combustibles líquidos para producir energía, el balance anual de energía 2020 muestra la tendencia de la evolución de la oferta primaria de energía, con una disminución significativa en 2020 (11,4%) respecto al año 2019, y un crecimiento sostenido en los últimos 10 años, con una tasa anual de 2,6% promedio.

La disminución antes señalada se explica por las caídas en la oferta de petróleo crudo (24%), gas natural (8%) y carbón (6%). Por otra parte, los energéticos que presentaron mayores incrementos respecto al 2019 fueron la energía solar (24%), eólica (6%) y la hidroelectricidad (1%). El decaimiento ocurrido en el 2020 se explica por las restricciones de movilidad ocurridas por causa del COVID-19, con lo cual se redujo fuertemente el consumo en los sectores del transporte.

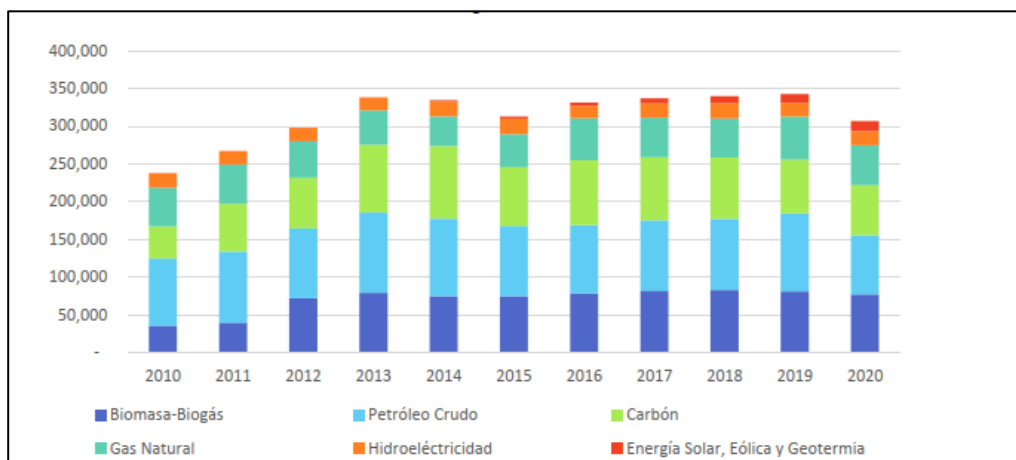


Fig. 1.3 Gráfico de matriz energética Primaria 2010-2020. Fuente BNE 2020

El 2021 refleja un aumento en la oferta de energía primaria, manteniendo los porcentajes de consumo de combustibles fósiles, pero con un leve aumento de ERNC especialmente energía eólica y solar.

Según el anuario estadístico de energía del año 2022, en la matriz de consumo final se puede apreciar que el porcentaje ocupado por combustibles líquidos se ha mantenido estable en los últimos 10 años. Véase las siguientes 2 gráficas.

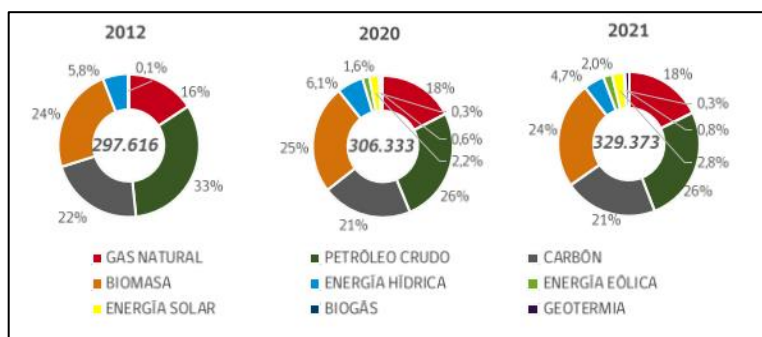


Fig. 1.4 Composición de oferta de energía primaria por energético. Fuente BNE 2022

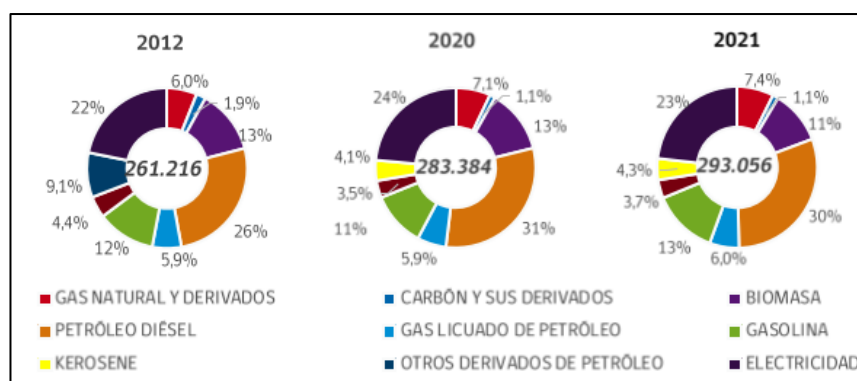


Fig. 1.5 Composición del consumo final por energético en Tal. Fuente BNE 2022

El consumo por sector económico muestra que el mayor porcentaje es para el consumo del sector industrial y minero, y el sector transporte, manteniendo un margen constante de consumo en los últimos 10 años.

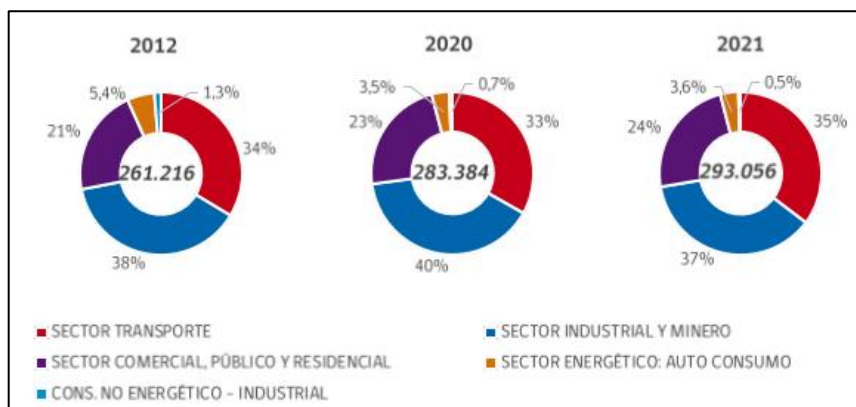


Fig. 1.6. Composición del consumo final por sector. Fuente BNE 2022

Analizando la dependencia de combustibles fósiles importados, el indicador de dependencia indica que en los últimos 10 años se encuentra por sobre el 95%, clara evidencia de que Chile depende de mercados internacionales para abastecerse de combustibles fósiles, lo cual deja al país muy susceptible frente a eventos inusuales (desastres naturales, guerras, pandemias, etc).

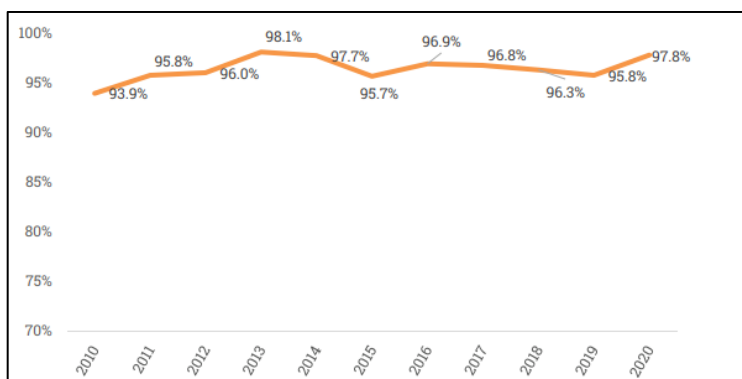


Fig. 1.7 Indicador de dependencia de combustibles fósiles importados 2010-2020. Fuente BNE 2020

Chile es un importador neto de combustibles. El precio del combustible al que acceden los ciudadanos chilenos depende, principalmente, de los costos de paridad de importación, así como también del tipo de cambio de la semana de cálculo, impuestos y costos operacionales.

Para disminuir la dependencia de combustibles fósiles y descarbonizar la producción energética, Chile apuesta por nuevas políticas que incentiven la producción de Hidrógeno verde con el uso de ERNC. La política energética apuesta por convertir a Chile en productor y exportador de este tipo de combustible en el corto a mediano plazo.

1.2.2 Almacenamiento

En el mercado de almacenamiento de combustibles líquidos participan ENAP, las grandes compañías distribuidoras (Copec, Enex y Esmax), distribuidores de menor tamaño y empresas de otro giro como mineras y eléctricas.

A continuación, una breve reseña de las compañías que mantienen la mayor capacidad de almacenamiento;

- **ESMAX**

En 1913 se establece la primera compañía distribuidora de combustibles en Chile, “West India Oil”. En 1948 hay un cambio es la razón social y pasa a ser reconocida como ESSO Chile, recientemente el año 2018 ESMAX Spa se transformó en una sociedad por acciones. Actualmente, ESMAX tiene 10 plantas de almacenamiento con una capacidad de 197 mil m3.

- **ENEX**

ENEX inicia sus operaciones en Chile el año 1919 como The Anglo-Mexican Petroleum Company Limited, filial de Shell. El año 2011 Grupo Shell vendió sus negocios a Grupo Quiñenco, constituyéndose como Empresa Nacional de Energía Enex S.A. Esta compañía cuenta con 14 plantas de almacenamiento con una capacidad de 200 mil m3 y su principal proveedor de combustibles es ENAP.

- **COPEC**

La Compañía de Petróleos de Chile S.A(COPEC) se fundó el 31 de octubre de 1934 con el objetivo importar y distribuir combustibles para proveer al país el abastecimiento necesario para continuar con su desarrollo. En la actualidad COPEC comercializa y distribuye combustibles y lubricantes a través de 678 estaciones de servicios ubicadas desde Arica a Puerto Williams. También tiene 14 plantas de almacenamiento de combustibles con una capacidad de 559 mil m3.

- **ENAP**

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) es una empresa pública de propiedad del Estado de Chile cuyo giro principal es la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. ENAP tiene 4 plantas de almacenamiento y distribución, que pueden almacenar 60 mil m3 de GLP y 261 mil m3 de combustibles líquidos.

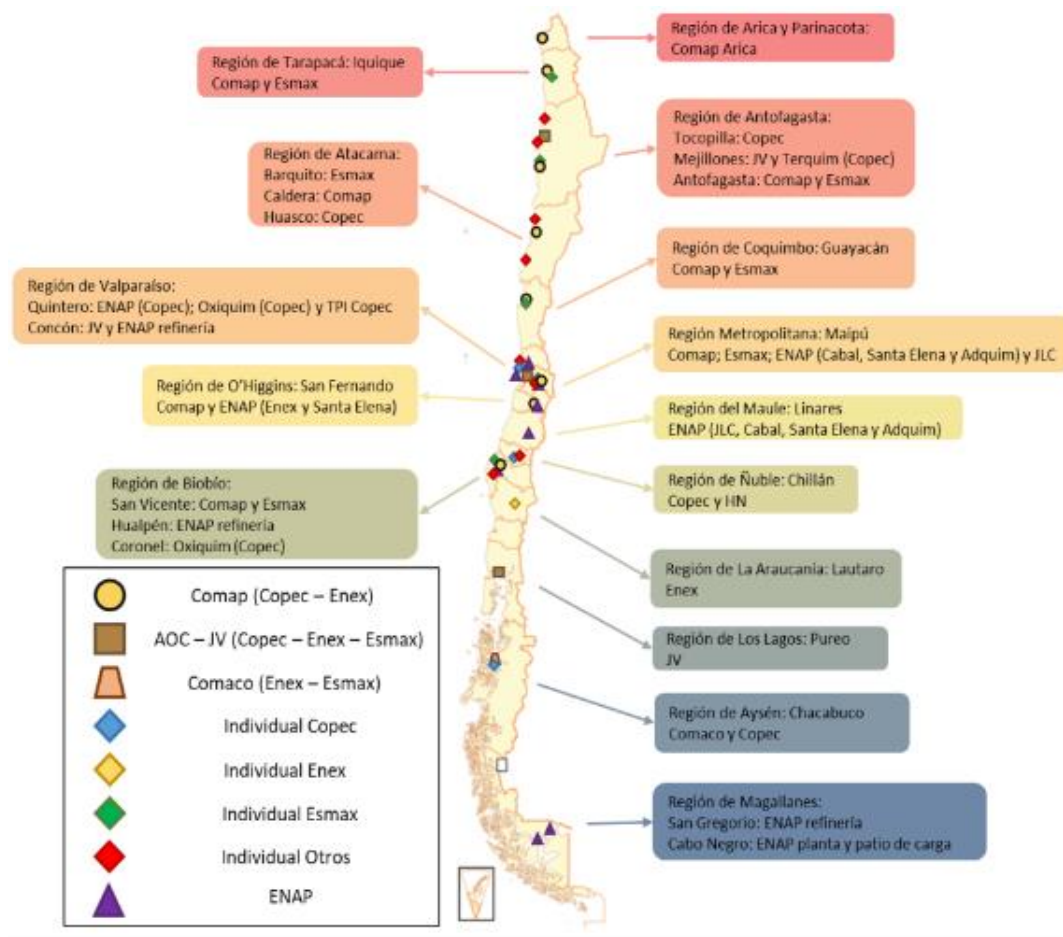


Fig. 1.8 Plantas de almacenamiento de combustibles existentes en Chile. Fuente interferencia 2020

Como las compañías comparten plantas de almacenamiento, la capacidad total no es específica, pero se estima que esta entre los 250 – 500 miles $[m^3]$.

Se puede estimar la capacidad que tiene Chile para sustentar el consumo en caso de que no haya importaciones si, por ejemplo, se toma en consideración la capacidad de ENAP y consumo de combustibles dado en el informe estadístico de ventas. Según los datos, el consumo de combustible para el año 2023 fue de 19316 miles de $[m^3]$, divididos en 2659 miles $[m^3]$ de gas licuado y 16657 miles $[m^3]$ de los otros combustibles, siendo el Diesel el de mayor consumo con un total de 10802 miles $[m^3]$.

Si se considera el consumo diario el total sería de 7285 $[m^3]$ de GLP y 45636 $[m^3]$ de otros combustibles y comparamos la capacidad de almacenamiento de las plantas de ENAP, se obtiene que la capacidad temporal para abastecer al país sería de 8 días de GLP y 5.8 días de otros combustibles.

1.2.3 Marco Regulatorio

En materia de almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, la legislación Chile ha seguido tendencias internacionales. A lo largo de los últimos 50 años destacan algunos decretos y la Ley n°18179.

- Decreto N°226 (1982), establece los requisitos mínimos que deben cumplir instalaciones y locales de almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos.
- Decreto N°278 (1982) aprueba reglamento para el almacenamiento, refinación, transporte y expendio al público de combustibles líquidos y derivados del petróleo. Reemplazado actualmente por el DS N°160.
- Decreto N°29 (1986), aprueba el reglamento de seguridad para el almacenamiento, transporte y expendio de gas licuado. Reemplazado actualmente por el DS N°108.
- Decreto N° 160 (2008), aprueba reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos.
- Decreto N° 108 (2013), aprueba reglamento de seguridad para las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas.
- Resolución 3899 exenta, aprueba protocolo de inspección para productos de combustibles que indica; protocolo de análisis y/o ensayos de productos de combustibles líquidos. Producto/actividad: Inspección de tanques de acero en servicio, instalados en superficie para almacenamiento de combustibles líquidos.

2. Capítulo II: Tanques de almacenamiento

La secuencia de procesos de los combustibles líquidos comienza con su extracción en territorio nacional o la importación de diversos países, y la posterior descarga en muelles. Después se distribuye el combustible hacia áreas de almacenamiento o directamente a refinerías para su tratamiento. Independiente de la ruta de distribución seleccionada, es imperativo contar con un punto de almacenamiento para estos combustibles. En este sentido, resalta la importancia del diseño de tanques que cumplan con los estándares de seguridad y sean adecuados para garantizar un manejo confiable y protegido de estos recursos.

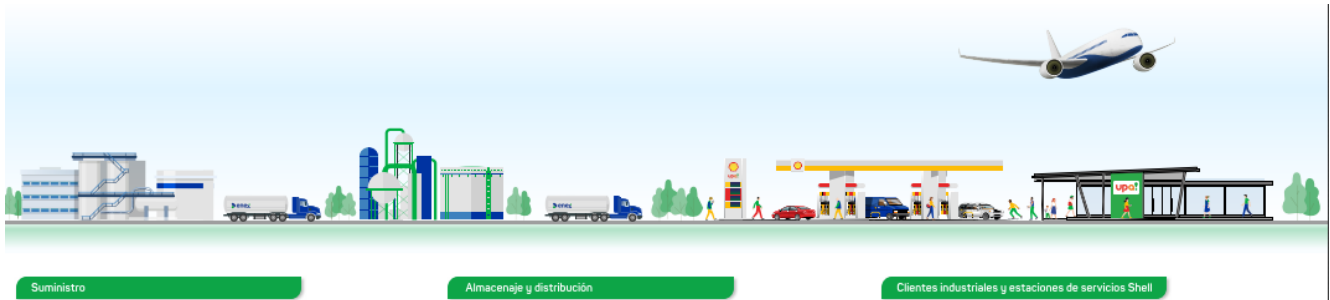


Fig 2.1- Cadena de valor ENEX Chile. Fuente: reporte de sostenibilidad 2022 enex

Un tanque de almacenamiento es un depósito para almacenar sustancias y puede utilizarse en diferentes industrias y procesos productivos. Existen diferentes tipos de tanques, diseñados específicamente para almacenar sustancias o fluidos de diversa naturaleza.

Se puede realizar una clasificación de tanques según su forma de instalación, dividiéndolos en dos categorías principales: tanques superficiales y subterráneos.

Tanques superficiales

Estos tanques mantienen el fluido almacenado sobre la superficie del terreno, teniendo una estructura en contacto directo con la atmósfera. Tienen protección contra incendios, sistemas de retención secundarios u otras especificaciones para evitar fallas estructurales, derrames e incendios. Además, tienen la ventaja de ser más accesibles para el monitoreo y mantenimiento.

Tanques subterráneos

Estos tanques, al encontrarse enterrados, mantienen el fluido almacenado aislado del suelo mediante una pared o membrana. Aunque no están expuestos a los elementos atmosféricos, si son susceptibles a la corrosión del suelo.

Este tipo de tanques tiene la ventaja de ser menos visible y ocupar menos espacio vertical, pero en comparación a los tanques superficiales tienen la desventaja de ser propensos a fugas y filtración de contenido al suelo y también su capacidad de almacenamiento suele ser más acotada.



Fig. 2.2 y 2.3. Tanque superficial (Izq.) y tanque enterrado (Dcha.).

2.2 Tipos de tanques

El objetivo de este documento es explorar el diseño tanques según la norma API 650, sin embargo, es necesario realizar una clasificación de tanques de instalación superficial, organizados según su forma geométrica y/o el tipo de fluido que pueden almacenar. Estos pueden ser:

2.2.1 Esféricos

Este tipo de tanques, con forma de esfera, son utilizados para almacenar líquidos de alta volatilidad. Su estructura permite soportar presiones considerables, puesto que la forma esférica es la que toman los cuerpos al ser sometidos a presión.

Generalmente son utilizados en la industria del petróleo para productos gaseosos, como amoníaco, gas butano, isopropanos, etc, entre otros. Debido a su forma la presión se distribuye de manera efectiva en todo su interior. A continuación, se presentan las dimensiones de esferas con mayor capacidad utilizadas, calculadas y diseñadas según normativa ASME.

Tabla 2.1 Dimensiones Tanques esféricos, según norma ASME

Diámetro (ft and in)	Nº y tamaño de columnas	Capacidad (barriles)
54'-9"	9-32"	15000
60'-6"	10-34"	20000
65'-0"	11-36"	25000
69'-0"	11-40"	30000
73'-0"	11-42"	36000
76'-0"	12-42"	40000



Fig. 2.4. Tanque esférico en planta Enap Maipú.

2.2.2 Cilíndricos

Los tanques cilíndricos se utilizan en una variedad de aplicaciones, desde el almacenamiento de productos químicos hasta el transporte de líquidos. Su forma cilíndrica ayuda a distribuir uniformemente la presión interna, facilitando el manejo y almacenamiento. El tamaño de un tanque dependerá de la capacidad y necesidad de la industria. Este tipo de tanque a su vez puede clasificarse según su posición, por tanto, los hay de tipo vertical y horizontal.

2.2.2.1 Verticales

Este tipo de tanques se utiliza cuando se requiere almacenar grandes volúmenes de combustibles y/o gases a presiones atmosféricas. Existe una subclasificación de este tipo de tanques según el tipo de techo que posea, que puede ser fijo o flotante.

2.1.2.1.1 Techo Fijo

Este tipo de techo va unido directamente a la carcasa del tanque, por lo que no tiene movimiento. La construcción de este tipo de tanques es de menor costo y cumplen con los requisitos mínimos para almacenar fluidos o gases a presiones atmosférica o cercanas a esta. Se pueden encontrar 2 tipos de techos fijos;

soportados y auto soportados, y puede tener forma de cono, domo o sombrilla.



Figura 2.5. Techo fijo tipo domo auto soportado. Fuente J2mech webinar

2.1.2.1.2 Techo Flotante

Estos tanques son empleados para el almacenamiento de fluidos o sustancias que requieren presiones constantes, como por ejemplo los hidrocarburos volátiles. El propósito del techo flotante es minimizar o eliminar la cámara de aire entre el fluido y el techo, además de adicionar un sello aislante para el líquido, reduciendo así la transferencia de calor desde el entorno.

El objetivo del diseño de este tipo de tanques es prevenir la formación de gases que podrían resultar perjudiciales para el medio ambiente como para los trabajadores, mitigando el riesgo de inflamación asociada a las sustancias almacenadas.

Existen 3 formas en las que se construyen los tanques de techo flotantes, estas son:

1. **Techo flotante de cubierta individual:** Es uno de los más económicos y de fácil instalación, está compuesto por varias cámaras cerradas por mamparas radiales, lo que aumenta su estabilidad.

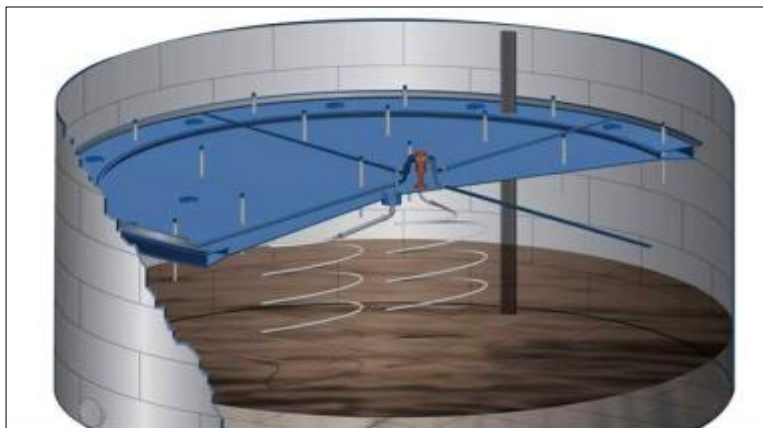


Fig. 2.6 Techo flotante simple

2. **Techo flotante doble cubierta:** Posee dos cubiertas de placas de acero separadas por toda la superficie del tanque. El fluido no está en contacto con el lado inferior del techo, aumentando la seguridad contra la evaporación o inflamación de gases.

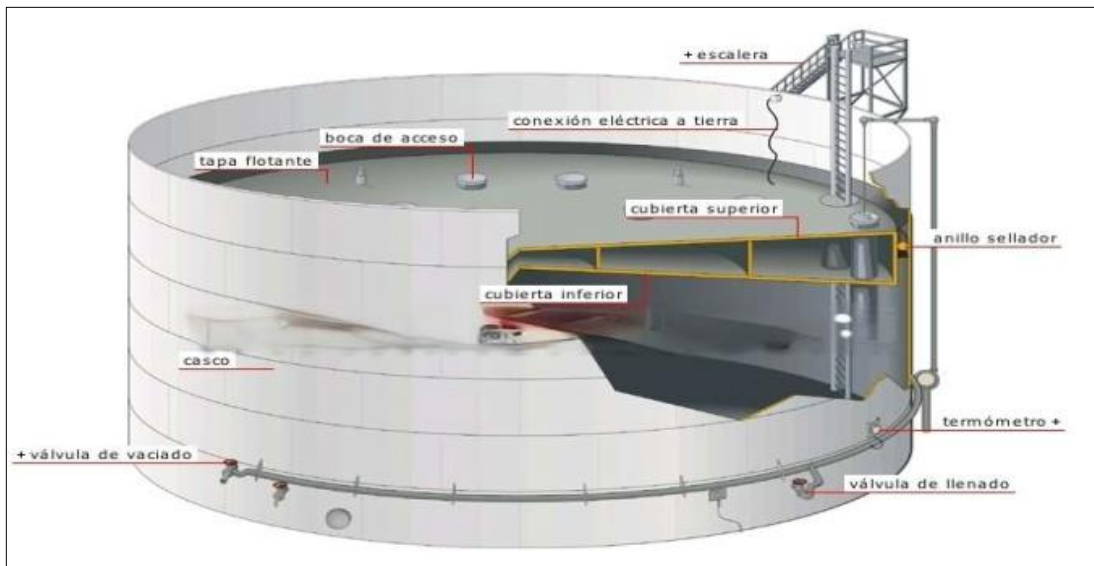


Fig. 2.7. Techo flotante Doble

3. **Techo flotante con cubierta:** Posee un techo flotante interno y uno fijo externo lo que es útil en ambientes de mucha lluvia, nieve y/o heladas extremas. Usar este tipo de techo reduce el mantenimiento y costos asociados a reparaciones.

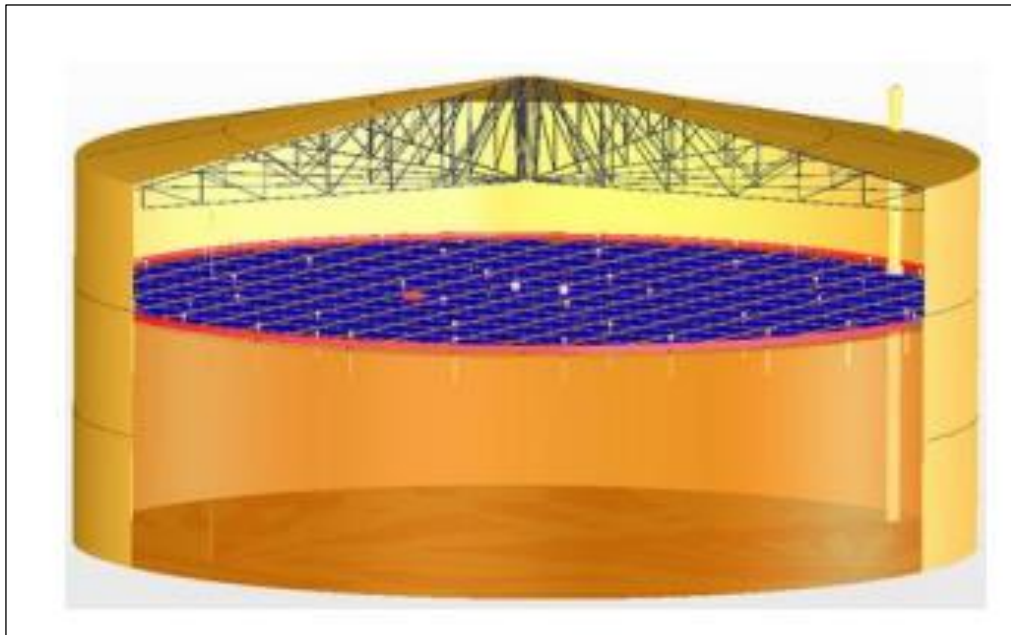


Fig. 2.8. Techo flotante con cubierta

2.1.2.2 Horizontales

Este tipo de tanque es utilizado cuando es necesario mantener presiones elevadas y poco volumen de almacenamiento ya que tienden a fallar por flexión y corte. Al igual que los tanques esféricos, este tipo de tanque cumple con la normativa ASME VIII además de la API.



Fig. 2 9 Tanque Cilíndrico horizontal

2.3 Criterios de selección

Para seleccionar el tipo de tanque adecuado se deben tomar en consideración diversos factores que nos permitan optimizar el diseño. Como se muestra en la figura 2.10, lo primero es saber que sustancias se van a almacenar y sus propiedades, la capacidad de almacenamiento y el lugar donde se instalará el tanque.

Teniendo toda la información necesaria se puede tomar una decisión respecto del tipo de tanque que se va a diseñar, luego se procede a realizar los cálculos necesarios para cada parte del tanque. Este proceso debe estar referenciado tanto por normas internacionales de diseño de tanques, como también por normas nacionales relacionadas a diseño de estructuras.

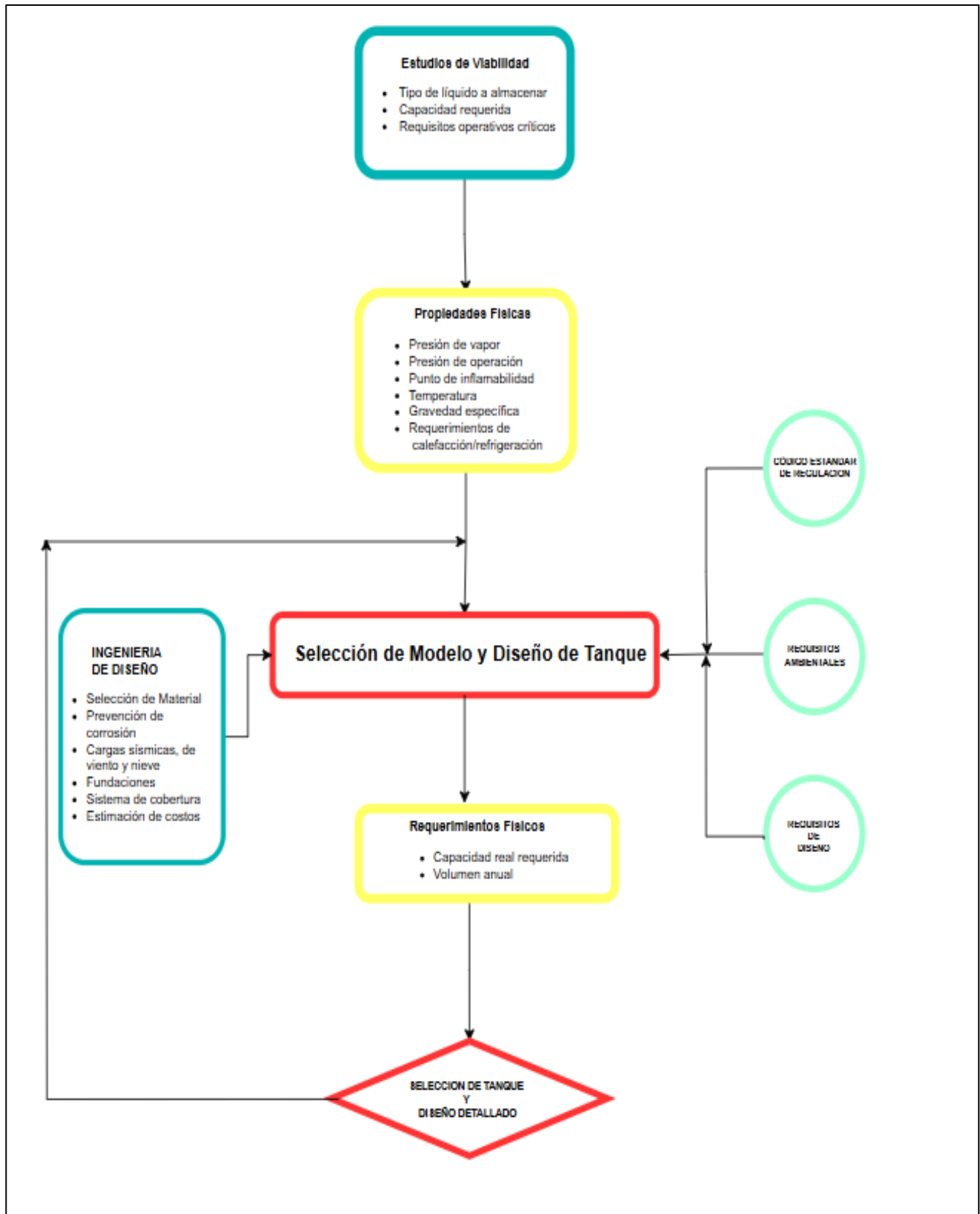


Fig. 2.10 Criterios de selección y diseño de tanques.

Igualmente, existen a priori algunas clasificaciones para el tipo de tanque que aplica para un fluido específico, Philip E. Myers en “aboreground storge tank” hizo una diferenciación entre tanques de presión baja(L), alta(H) y atmosférica(A), y según este criterio estableció cual sería el adecuado para algunas sustancias a temperatura ambiente.

Chemical	Tank type	Chemical	Tank type
Acetaldehyde	H	Ethylene diamine	A
Acetamide	A	Ethylene dichloride	L
Acetic acid	A	Ethylene glycol	A
Acetone	L	Elene glycol monoethyl	A
Acetonitrile	L	Ether	L
Acetophenone	A	Formic acid	A
Acrolein	L	Freons	H
Acrylonitrile	L	Furfural	A
Allyl alcohol	L	Gasoline	A
Ammonia	H	Glycerine	A
Benzene	L	Hydrocyanic acid	L
Benzoic acid	A	Isoprene	L
Butane	L	Methyl acrylate	A
Carbon disulfide	L	Methyl amine	A
Carbon tetrachloride	A	Methylchloride	A
Chlorobenzene	L	Methyl ethyl ketone	A
Chloroethanol	A	Methyl formate	L
Chloroform	L	Naphtha	A
Chloropicrin	L	Nitrobenzene	A
Dichlorosulfonic acid	A	Nitrophenol	A
Cumene	A	Nitrotoluene	A
Cyclohexanone	A	Pentane	L
Cyclohexane	L	Petroleum oil	A
Dichloromethane	L	Propane	H
Diesel oil	A	Pyridine	A
Diethyl ether	L	Styrene	A
Dimethylformanide	A	Sulfuric acid	A
Dimethyl phthalate	A	Sulfur trioxide	L
Dioxane	L	Tetrachloroethane	A
Epichlorohydrin	A	Tetrahydrofuran	L
Ethanol	L	Toluene	A
Ethyl acetate	L	Trichloroethylene	L
Ethyl benzene	A	Xylene	A

Key:
A = atmospheric, less than 0.5 psig
L = low pressure, less than 15 psig but greater than 0.3 psig
H = high pressure, greater than 15 psig

Fig. 2.11 Tipos de tanque según tipo de fluido

Como se ve en la tabla, los combustibles líquidos pueden ser almacenados en tanques a presión atmosférica. Una vez que se ha seleccionado el tipo de tanque (cilíndrico), se procede a diseñar según el criterio normativo adecuado.

Para efectos de esta memoria de título, se considera el diseño de un tanque a presión atmosférica siguiendo los criterios establecidos en la API 650.

3. Capítulo III: Diseño y cálculo por API 650

3.1 Norma API 650

Esta norma se elaboró en base a la experiencia acumulada por usuarios y fabricantes de tanques soldados para almacenar combustibles. Su primera edición fue el año 1965 y su última modificación fue el año 2020.

La utilización de esta norma facilita tanto la fabricación como la adquisición de tanques para la industria petrolera a nivel global.

3.1.1 Alcances de la norma

En esta norma se incluyen las especificaciones y recomendaciones para el diseño, fabricación y montaje de **tanques de acero, cilíndricos de tipo vertical y soldados**. Además, se considera la instalación sobre suelo, con la totalidad del fondo soportado uniformemente y requerimientos **de presión y temperatura máxima de 18 [kPa] y 93[°C]** respectivamente.

Esta norma se limita a hasta ciertos puntos del tanque, no es aplicable más allá de los límites en tuberías conectadas interna y externamente al techo, cuerpo o fondo del tanque. Los límites de aplicación de la norma son los siguientes:

- La cara de la primera brida en conexiones bridadas, excepto cuando se suministren tapas o bridas ciegas.
- La primera superficie de sello en accesorios o instrumentos
- La primera junta roscada en conexiones roscadas
- La primera junta circunferencial en conexiones soldadas, si no están soldadas a una brida.

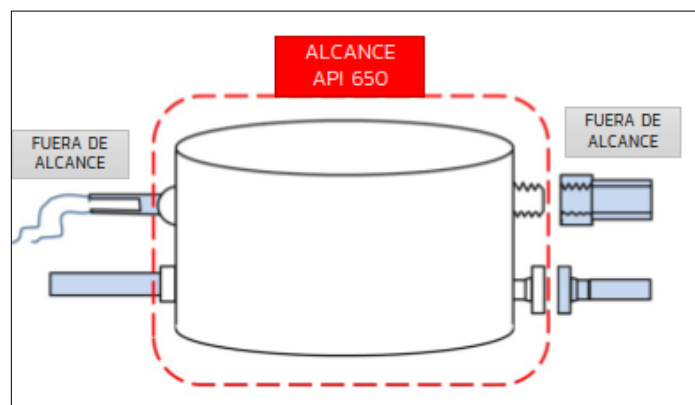


Fig. 3.1. Esquema de limitaciones de la norma. Fuente J2mech Webinar API 650

El código no establece tamaños específicos de tanques, solo orienta en torno al diseño según las capacidades de fluidos que se necesite almacenar.

3.1.2 Anexos

El documento normativo cuenta con 24 anexos que sugieren recomendaciones e información complementaria a la norma básica. Los anexos se convierten en requisitos cuando las especificaciones de diseño así lo establezcan.

En la siguiente tabla se identifican todos los anexos con sus respectivos títulos, que proporcionan una comprensión del contenido de cada uno. Se puede apreciar que esta norma es aplicable al diseño de tanques bajo cualquier condición, por ello su importancia y uso extendido.

Tabla 3.1- Anexos de norma API 650

Anexos	TÍTULO
A	<i>“Optional design basis for small tanks”</i>
B	<i>“Recommendations for design and construction of foundations for aboveground oil storage tanks”</i>
C	<i>“External floating roofs”</i>
D	<i>“Technical inquiries”</i>
E	<i>“Seismic design of storage tanks”</i>
F	<i>“Design of tanks for small internal pressures”</i>
G	<i>“Structurally supported aluminum dome roofs”</i>
H	<i>“Internal floating roofs”</i>
I	<i>“Undertank leak detection and subgrade protection”</i>
J	<i>“Shop-assembled storage tanks”</i>
K	<i>“Sample application of the variable-design-point method to determine shell-plate thickness”</i>
L	<i>“API Standard 650 storage tank data sheets”</i>
M	<i>“Requirements for tanks operating at elevated temperatures”</i>
N	<i>“Use of new materials that are not identified”</i>
O	<i>“Recommendation for under-bottom connections”</i>
P	<i>“Allowable external load on tank shell openings”</i>
S	<i>“Austenitic stainless steel storage tanks”</i>
SC	<i>“Mixed material tanks”</i>
T	<i>“END requirements summary”</i>
U	<i>“Ultrasonic examination in lieu of radiography”</i>
V	<i>“Storage tank design for external pressures”</i>
W	<i>“Commercial and documentation recommendations”</i>
X	<i>“Stainless steel duplex tanks”</i>
Y	<i>“API nomogram”</i>

3.1.3 Normas Complementarias

Cuando se diseña un tanque también se deben abordar criterios estructurales, de seguridad y medioambientales, por lo mismo, existen normas complementarias que deben ser consultadas cuando se establezcan los criterios de diseño de los tanques. A continuación, algunas normas complementarias para usar en conjunto a API 650.

Tabla 3.2 Normas complementarias a API 650

Norma-código	Descripción
AWS American Welding Society	A5.1 Specification for Carbon Steel Covered Arc-Welding Electrodes A5.5 Specification for Low-Alloy Steel Covered Arc-Welding Electrode
AISC American Institute of Steel construction	ANSI 360-16: Specification for Structural Steel Buildings
ASCE	7: Minimum design loads for building and other structures.
API 653-2014 “Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction”	Esta norma establece las prácticas para la inspección, reparación, alteraciones y reconstrucción de tanques de almacenamiento de acero soldado que han estado en servicio. El enfoque principal es garantizar la integridad estructural y la seguridad de los tanques a lo largo del tiempo.
API-RP 2350 - 2021 “Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities”	Esta norma proporciona las pautas y prácticas recomendadas para la gestión de eventos de liberación de productos petroleros líquidos y otros materiales peligrosos almacenados en tanques atmosféricos. Su objetivo es proporcionar un enfoque sistemático para gestionar eventos de liberación, incluyendo derrames y fugas.
API MPMS - 2019 “API Manual of Petroleum Measurement Standards”	Chapter 2. Tank Calibration Chapter 3. Tank Gauging
API RP 2000-2014 “Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks”	Esta norma cubre los requisitos de ventilación de vapor normal y de emergencia para tanques de almacenamiento aéreos de petróleo líquido o productos derivados del petróleo y tanques de almacenamiento refrigerados subterráneos y aéreos diseñados para operar a presiones desde vacío total hasta 103,4 [kPa] (15 psig).
NFPA 30-2021 “Flammable and Combustible Liquids Code”	Esta norma, desarrollada por la Asociación Nacional de Protección contra Incendios, establece los requisitos para el almacenamiento seguro de líquidos inflamables y combustibles. Su principal objetivo es proporcionar pautas detalladas para minimizar el riesgo de incendios y mantener la seguridad en las instalaciones que manejan este tipo de fluidos.

3.2 Consideraciones de Diseño

Como se describe en la figura 2.10 lo primero que debemos saber es el tipo de fluido a almacenar, en este caso, algún combustible líquido (Petróleo crudo, Diesel, Kerosene, Gasolina) y también el volumen que debe tener el tanque para así establecer sus dimensiones principales, diámetro (Dt) y altura (H).

Capacidad

Se mide en unidades volumétricas, que pueden ser m³, barriles, galones, etc. Es el parámetro fundamental ya que los otros dependerán de este. En general, el comprador/cliente que solicita el diseño es quien debe entregar este valor, y luego mediante la ecuación (1) se establece la relación con los otros parámetros de diseño.

$$V = \frac{h\pi d^2}{4} \quad (1)$$

Donde;

V: Volumen en [m³/Litros/Barriles/Galones]

h: Altura de la columna de líquido [m]

d: diámetro del tanque en [m]

La máxima capacidad del tanque y requerimientos para el nivel de protección para sobrellenado están referidos en la norma API 2350.

Como se indica en la figura 3.2, existe una capacidad máxima que es la considerada para el diseño del tanque y también la capacidad neta de trabajo, que es el volumen de producto disponible bajo condiciones normales de operación, menor al nivel utilizado para el diseño.

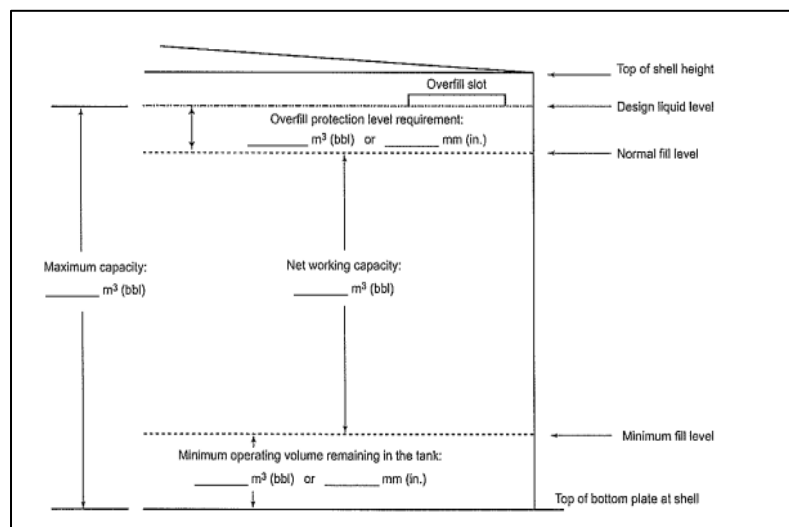


Fig. 3.2. Volumen y niveles de tanque de almacenamiento. Fuente: API 650

Cargas

Las cargas que se deben considerar en el diseño de un tanque son las siguientes:

- I. Carga Muerta (D_L): se refiere al peso del tanque o componentes del tanque, incluyendo tolerancias de corrosión.
- II. Presión externa de diseño (P_e): no debe ser menor a 0,25 [kPa], excepto para tanques que cumplan con anexo H, en ese caso será considerada 0 [kPa]. Para presiones mayores a 0,25 [kPa] referir el anexo V.
- III. Presión interna de diseño (P_i): No debe exceder 18 [kPa]
- IV. Prueba hidrostática (H_t): Carga debida al llenado del tanque (con agua) hasta el nivel de diseño del líquido.
- V. Carga viva mínima sobre el techo (L_t): 1.0 [kPa] sobre el área horizontal proyectada del techo. La mínima carga viva se puede determinar de forma alternativa de acuerdo con ASCE 7, pero no puede ser menor que 0.72 [kPa]
- VI. Cargas en el techo flotante interno:
 - a) Carga debida al techo flotante interno (D_t): todos los componentes del techo y los que están unidos a él.
 - b) Carga viva uniforme en el techo flotante interno (L_{f1}): 0.6 [kPa] si no se provee de drenaje automático, (0,24 [kPa] si está previsto de drenaje automático)
 - c) Carga puntual del techo flotante interno (L_{f2}): de al menos dos hombres que caminan en cualquier lugar del techo, una carga aplicada de 2.2 [kN] sobre 0.1 [m²]
 - d) Presión externa de diseño del techo flotante interno (P_{fe}) de 0,24 [kPa] como mínimo.
- VII. Carga sísmica (E): Se estiman de acuerdo con el anexo E de la norma, en conjunto con normativas nacionales.
- VIII. Nieve (S): La carga de nieve deberá ser determinada de acuerdo de ASCE 7.
- IX. Peso del líquido almacenado (F): Carga que se mide al llenado del tanque hasta el nivel de diseño, con el líquido especificado para el diseño.
- X. Presión de prueba (P_t): Especificada en el anexo F.
- XI. Viento (W): La velocidad de diseño del viento (V) deberá ser cualquiera:

- a) Velocidad de diseño de ráfaga de 3 segundos determinado por ASCE 7-05 multiplicado por $\sqrt{I_o}$
- b) Velocidad de diseño de ráfaga de 3 segundos determinado por ASCE 7-10 para determinada categoría de riesgos por parte del cliente.
- c) Cargas externas: Las magnitudes son establecidas según requerimientos/restricciones aportadas por compradores/clientes.

Combinación de cargas

A continuación, se expone la forma de combinar cargas, las reglas de diseño establecidas en la norma utilizan estas combinaciones, incluyendo la ausencia de cualquier tipo de carga que no sea carga muerta en las combinaciones:

1. Fluido y presión interna: $D_L + F + P_i$
2. Prueba hidrostática: $D_L + H_t + P_t$
3. Viento y presión interna: $D_L + W + F_p P_i$
4. Viento y presión externa: $D_L + F + F_{pe} P_e$
5. Cargas de gravedad:
 - i. $D_L + (L_r o S_u o S_b) + F_{pe} P_e$
 - ii. $D_L + P_e + 0,4(L_r o S_u o S_b)$
6. Sísmica: $D_L + F + E + 0,1S_b + F_p P_i$
7. Cargas de gravedad para techos fijos con techos flotantes suspendidos:
 - i. $D_L + D_f + (L_r o S) + P_e + 0,4(P_{fe} o L_{f1} o L_{f2})$
 - ii. $D_L + D_f + (P_{fe} o L_{f1} o L_{f2}) + 0,4[(L_r o S) + F_{pe} P_e]$

El factor de combinación de presión (F_p) es definido como el ratio de operación de la presión de diseño, con un valor mínimo de 0.4.

Contenido

Conocer el tipo de fluido que será almacenado, permite establecer criterios en torno a los materiales y espesores de pared del tanque. Además, se debe considerar las temperaturas (T) y presiones (P) a las que estará

sometido el fluido. En la tabla 3.3 se resumen las propiedades de combustibles líquidos más comunes que son almacenados en tanques cilíndricos verticales.

Tabla 3.3 Propiedades de fluidos

Fluido	Densidad		Peso Específico	
	[kg/m ³]	[g/cm ³]	[N/m ³]	[gf/cm ³]
Agua de mar	1025	1,025	10052	1,025
Acetona	790	0,79	7747	0,79
Diésel	880	0,88	8630	0,88
Gasolina	680	0,68	6669	0,68
petróleo	800	0,8	7845	0,8
Kerosene	800	0,8	7850	0.8

3.2.1 Materialidad

En general los tanques que se diseñan por API 650 utilizan acero al carbono, en la sección 4 de la norma se establecen los requisitos para la selección de materiales apropiados para las paredes, revestimientos y/o accesorios. Además, se detallan los criterios que se deben cumplir para garantizar la integridad y durabilidad del tanque.

La norma API 650 agrupa los materiales en seis clasificaciones, esto permite la selección de un acero que tenga una tenacidad adecuada en función de la temperatura de diseño del metal y el espesor requerido. Los grupos I a III son aceros simples al carbono. Los grupos IV a VI son materiales de mayor resistencia. Dentro de cada uno de los dos grandes grupos la tenacidad aumenta a medida que aumenta el número de grupo.

Cualquier material que no esté indicado en los grupos y que se identifique como nuevo, deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en el anexo N para ser utilizados en la construcción de un tanque.

Table 4.4a—Material Groups (SI)							
(See Figure 4.1a and Note 1 below.)							
Group I As Rolled, Semi-Killed		Group II As Rolled, Killed or Semi-Killed		Group III As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group IIIA Normalized, Killed Fine-Grain Practice	
Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes
A283M C		A131M B	6	A573M-400		A573M-400	9
A285M C	2	A36M	5	A516M-380		A516M-380	9
A131M A		G40.21-260W		A516M-415		A516M-415	9
A36M	3	Grade 250	7	G40.21-260W	8	G40.21-260W	8, 9
Grade 235	3			Grade 250	8	Grade 250	8, 9
Grade 250	5						
Group IV As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group IVA As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group V Normalized, Killed Fine-Grain Practice		Group VI Normalized or Quenched and Tempered, Killed Fine-Grain Practice Reduced Carbon	
Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes
A573M-450		A662M C		A573M-485	9	A131M EH 36	
A573M-485		A573M-485	10	A516M-450	9	A633M C	
A516M-450		G40.21-300W	8, 10	A516M-485	9	A633M D	

Fig. 3.3 Extracto Tabla de Materiales por grupo. Fuente API 650

Placas o Planchas

Las planchas utilizadas deben cumplir con lo especificado en la sección 4.2 de la norma, pero a nivel general:

- Las placas para la cubierta, techo y fondos se especificarán según espesor de bordes.
- El espesor no puede ser inferior al calculado o que el espesor mínimo permitido.
- El espesor máximo de la placa es de 45 [mm] a menos que un espesor menor sea establecido en este código en la especificación de la placa. Placas usadas como insertos o bridas pueden tener un espesor mayor a 45 [mm]. Las placas más gruesas que 40 [mm] deben ser normalizadas, templadas, revenidas y calmadas, para hacer una práctica de grano fino y ensayo de impacto.

Techo

La norma establece que las placas para cubiertas fijas y flotantes deberán ser conformes a la norma ASTM A 1011M/A 1011, grado 33. Se fabricarán mediante el proceso de horno abierto u oxígeno básico.

Formas estructurales

La norma establece que el acero estructural debe ajustarse a una de las siguientes especificaciones:

- a. ASTM A 36M/A 36, A 131M/A 131, ASTM A 992M/A 992.
- b. Aceros estructurales listados en AISC Specification for Structural Steel Buildings.
- c. CSA G40.21-M, Grados 260W, 300W, 350W, 260WT, 300WT y 350WT.
- d. ISO 630, grado E 275, calidades B, C y D.
- e. Normas nacionales reconocidas. El acero estructural fabricado de conformidad con una norma nacional reconocida es aceptable si cumple los requisitos de la norma.

La selección de materiales para perfiles estructurales que requieran conexiones soldadas incluirá la confirmación de la soldabilidad de los materiales por parte del fabricante del perfil estructural, de otras fuentes acreditadas o mediante ensayos de soldadura.

Bridas y tornillos

- Las bridas deben cumplir los requisitos de material de ASME B16.5 para bridas de acero al carbono forjado.
- Para tamaños nominales de tubería superiores a NPS 24, podrán utilizarse bridas conformes a ASME B16.47, Serie B, previa aprobación.

- Los tornillos utilizados deben estar acorde a ASTM A307 O A 193M/A 193. La norma A 325M/ A 325 sólo se utiliza con fines estructurales.

3.2.2 Soldadura

Tipos de electrodos

- Para la soldadura de materiales con una resistencia mínima a la tracción inferior a 550 [MPa] los electrodos de soldadura por arco manual deberán ajustarse a las series de clasificación E60 y E70 AWS A5.1.
- Para la soldadura de materiales con una resistencia mínima a la tracción de 550 a 585 [MPa], los electrodos de soldadura por arco manual deberán ajustarse a la serie de clasificación 80XX- CX de AWS A5.5.

Tamaño de soldaduras

- El tamaño de una soldadura de ranura deberá basarse en la penetración de la junta (profundidad del bisel más profundidad de penetración en la raíz).
- El tamaño de una soldadura de filete de lados iguales se basará en la longitud del lado del triángulo recto isósceles más grande que pueda inscribirse en la sección transversal de la soldadura de filete. El tamaño de una soldadura de filete de lados desiguales deberá basarse en la longitud del lado del mayor triángulo recto que pueda inscribirse en la sección transversal de la soldadura de filete.

Restricciones

- Los puntos de armado (Tack weld) no se deberán considerar con ningún valor para la resistencia de la soldadura en la estructura terminada.
- El tamaño mínimo de las soldaduras para láminas de 5 [mm] (3/16 in) de espesor deberá ser de un filete completo. Para láminas mayores de 5 [mm] de espesor, el espesor de la soldadura deberá ser no menor que un tercio del espesor de la parte más delgada en la junta y deberá ser al menos 5 [mm].
- Juntas traslapadas soldadas sencillas, solamente se permiten en las láminas del fondo y del techo.
- Juntas soldadas traslapadas simples deberán traslapar al menos 5 veces el espesor nominal de la parte más delgada a unirse, sin embargo, para juntas traslapadas soldadas por ambos lados, no es necesario un traslape mayor a 50 [mm] (2 in) y con juntas traslapadas soldadas por un solo lado, el traslape no necesita exceder los 25 [mm] (1 in).

- Para soldaduras de fondo y techo, de todos los materiales, y para soldaduras de cuerpo-fondo para los materiales citados en los grupos I, II, III y IIIA, aplica lo siguiente:
 - Para el proceso de soldadura manual y soldadura en ranura con profundidades mayores a 6 [mm] (1/4pulg), será con multipasadas. Para procesos semiautomáticos a excepción del electro gas, para profundidades superiores a 10mm para la ranura se harán multipasadas.
- Para los grupos IV, IVA, V o VI para soldaduras en el cuerpo con cualquier proceso se harán mínimo dos pasadas.
- Las uniones de accesorios a la superficie exterior del tanque se deberán soldar con soldadura de sello para minimizar riesgos de corrosión.

Los tipos y formas de soldadura serán referenciados en los ítems siguientes, ya que, si bien existen las restricciones generales antes mencionadas, también variarán según sea la sección del tanque donde se esté aplicando. Por ello encontraremos soldaduras para la envolvente, para el techo, para la unión de las partes y otras.

3.3 Diseño de pared

La envolvente o cuerpo del tanque es el elemento principal del tanque otorga soporte y estabilidad a las demás partes del tanque, representa alrededor de un 60% del peso total del tanque.

Las planchas del cuerpo están unidas mediante soldaduras en sucesión que constituyen anillos de tensión. El esfuerzo σ_1 en los anillos está dado por la ecuación:

$$\sigma_1 = \frac{rp}{t} [Pa] \quad (2)$$

Siendo r [mm] el radio del anillo, p [Pa] la presión ejercida sobre la pared del anillo, y t [mm] el espesor de la pared del anillo.

Al considerar que el tanque tiene capacidad completa, la presión de las paredes es máxima, y se produce una distribución triangular, es decir la presión es mayor en la parte inferior del tanque y menor cerca del techo. Por tanto, al realizar los cálculos de placa de pared se seleccionarán espesores mayores en la parte inferior.

Placas

El espesor requerido de las placas del cuerpo debe ser el mayor calculado, incluyendo las tensiones aplicadas según la operación prevista del tanque, tolerancia a la corrosión o el espesor del cuerpo para la prueba hidrostática, pero no debe ser menor que los espesores establecidos a continuación:

Nominal Tank Diameter		Nominal Plate Thickness	
(m)	(ft)	(mm)	(in.)
< 15	< 50	5	3/16
15 to < 36	50 to < 120	6	1/4
36 to 60	120 to 200	8	5/16
> 60	> 200	10	3/8

Fig. 3.4 Espesores mínimos de placa de pares según diámetro de tanque. Fuente API 650

Los espesores de esta tabla tienen una justificación en los requerimientos de montaje del tanque, si son menores se imposibilita la maniobra.

En caso de que existan tanques de menor diámetro, pero en el rango $3,2 \text{ [m]} < D < 15 \text{ [m]}$, el espesor nominal de las planchas será de mínimo 6 [mm].

Las placas deberán tener un ancho nominal mínimo de 1800 [mm]. Las láminas que van a ser soldadas a tope deberán ser cortadas aproximadamente a escuadra.

Esfuerzos admisibles

- Los esfuerzos máximos de diseño admisibles (S_d) se establecen las figuras 3.5. Se utilizarán los espesores de placa corroída en el cálculo. El esfuerzo de diseño básico (S_d) será o bien 2/3 del límite elástico (S_y) o 2/5 de la resistencia a la tracción (S_u), el que sea menor.
- El máximo esfuerzo permisible en la prueba hidrostática, S_t debe ser como se muestra en la última columna de la figura 3.5. El espesor nominal de la placa debe ser usado en los cálculos. La base de la prueba hidrostática será bien $3/4$ partes del límite elástico o $3/7$ de la resistencia a la tracción, el que sea menor.

Table 5.2a—Permissible Plate Materials and Allowable Stresses (SI)

Plate Specification	Grade	Nominal Plate Thickness t mm	Minimum Yield Strength MPa	Minimum Tensile Strength MPa	Product Design Stress S_d MPa	Hydrostatic Test Stress S_t MPa
ASTM Specifications						
A283M	C		205	380	137	154
A285M	C		205	380	137	154
A131M	A, B		235	400	157	171
A36M	—		250	400	160	171
A131M	EH 36		360	490 ^a	196	210
A573M	400		220	400	147	165
A573M	450		240	450	160	180
A573M	485		290	485 ^a	193	208
A516M	380		205	380	137	154

Figura 3.5 extracto de tabla 5.2 a. Fuente API 650

Cálculo de espesores de placas

La norma considera 3 métodos para la obtención de los valores de espesor de placas, estos son:

1. Método de un pie
2. Método de puntos de diseño variable
3. Y Método de análisis elástico o de elementos finitos.

En esta sección abordaremos el método de un pie, que resulta más conservador y sencillo de utilizar.

Método de un pie

Este método considera que el punto de diseño se encuentra a 1 pie (ft) de la parte inferior de cada anillo. Se puede utilizar para el diseño de tanques de hasta 60 [m] de diámetro.

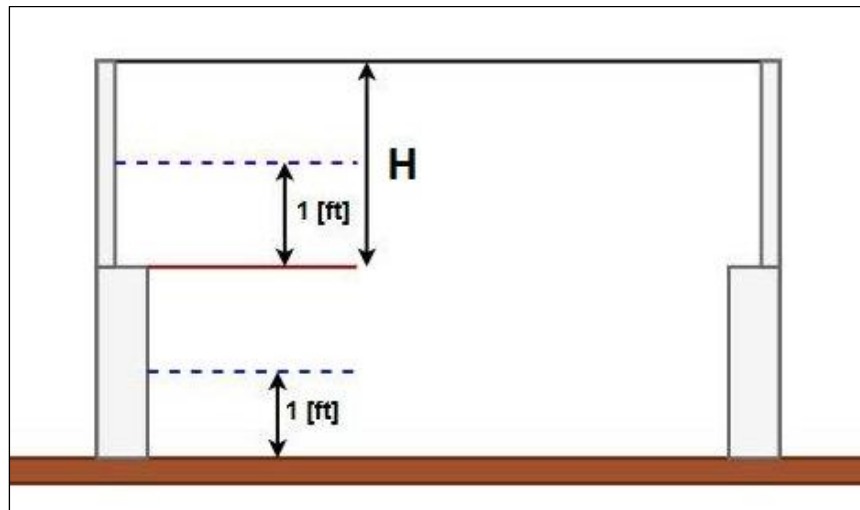


Fig. 3.6 Puntos de diseño según el método one foot.

El espesor mínimo requerido de cada anillo del cuerpo deberá ser el mayor valor entre los calculados por las siguientes formulas:

1. Bajo condición normal, sumando el efecto de la corrosión

$$t_d = \frac{4,9D(H-0,3)G}{s_d} + CA \quad (3)$$

Donde;

t_d : Espesor de diseño del cuerpo, en [mm]

H : Nivel de diseño de líquido [m]

D : Diámetro nominal del tanque [m]

S_d : Esfuerzo admisible para la condición de diseño [MPa]

G : Gravedad específica de diseño del líquido almacenado

CA : Tolerancia a la corrosión [mm]

2. Por prueba hidrostática

$$t_t = \frac{4,9D(H-0,3)}{S_t} \quad (4)$$

Donde;

t_t : Espesor de prueba hidrostática del cuerpo, en [mm]

S_t : Esfuerzo admisible para condición de prueba hidrostática [MPa]

Una vez realizados los cálculos para determinar el espesor, **se elige el que sea mayor**, a menos que este sea menor al indicado en la figura 3.4, donde se establecen los espesores mínimos de láminas, y en ese caso se reemplaza por ese valor.

Además, es importante considerar las láminas disponibles por proveedores, que en ese caso se deben adaptar los valores de los espesores, pero siempre cumpliendo con lo mínimo establecido por la norma.

Soldaduras en placas de cuerpo

Juntas verticales del cuerpo

- Las soldaduras verticales deberán ser de penetración y fusión completa, lo cual se podrá lograr con soldadura doble, el objetivo es obtener la misma calidad de metal depositado tanto en el interior como en el exterior de las partes soldadas.
- Las soldaduras verticales no deberán ser colineales, pero deben ser paralelas entre sí en una distancia mínima de 5 veces el espesor de la placa (5t).

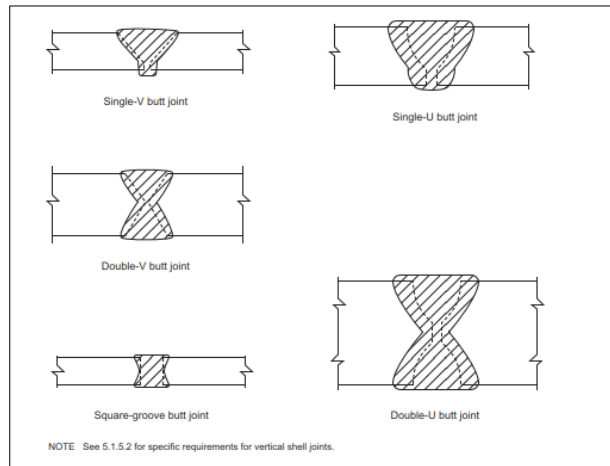


Fig. 3.7 Juntas verticales típicas del cuerpo. Fuente API 650

Juntas Horizontales del cuerpo

- Las soldaduras horizontales, deberán ser de penetración y fusión completa, excepto la que se realiza entre el ángulo de coronamiento y el cuerpo, la cual puede ser unida por doble soldadura a traslape.
- A menos que otra cosa sea especificada, la junta a tope con o sin bisel entre las placas del cuerpo, deberán tener una línea de centros o fibra media común.

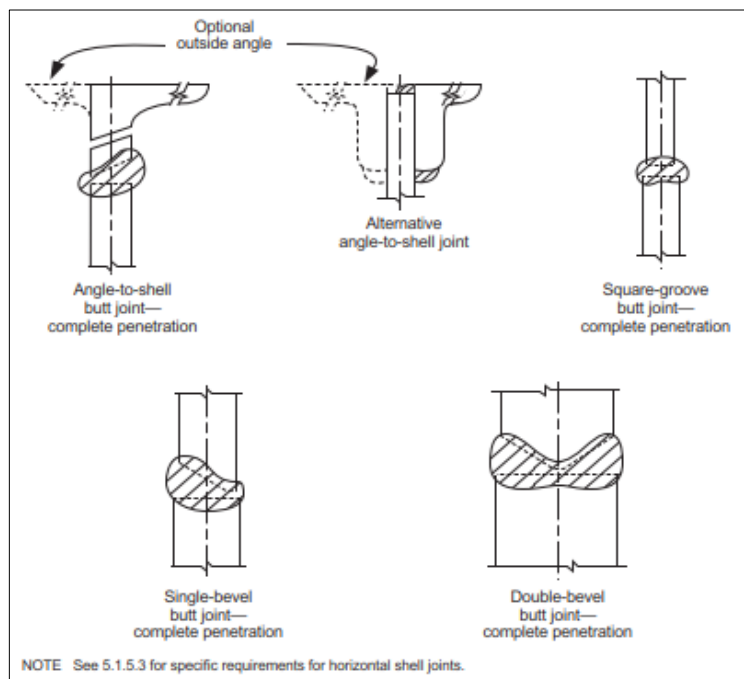


Fig. 3.8 Juntas horizontales típicas del cuerpo. Fuente API 650

Para conocerla cantidad de plancha que se utilizarán, es necesario saber la cantidad de combustible que se requiere almacenar, conociendo este dato podemos determinar el diámetro y la altura del tanque.

Validada la H, se determina la cantidad de anillos en el tanque, como;

$$N = \frac{H}{\text{altura de plancha}} \quad (5)$$

Si lo obtenido no es un número entero, se debe determinar la altura de la plancha según la fracción que falta para completar el entero, es decir, cambia la altura de la última plancha y se respeta este cálculo siempre y cuando cumpla con lo mínimo establecido en la normativa.

3.4 Diseño de fondo

El fondo del tanque tiene la función de aislar el contenido del tanque del suelo, evitando filtraciones y pérdidas de líquido, así como contaminación del contenido por elementos del suelo y viceversa. Este elemento no es estructural, ya que el peso de la columna de líquido almacenado es resistido por una fuerza de igual magnitud proporcionada por el suelo, por lo que no requiere diseño directo.

El fondo comúnmente está formado por planchas rectangulares de acero, colocadas una a la par de las otras, alternando las juntas en un sentido, tapizando toda el área debajo del tanque. Estas planchas pueden ser unidas de dos maneras distintas, de unión traslapada y/o de soldadura a tope, cada una con sus ventajas y desventajas.

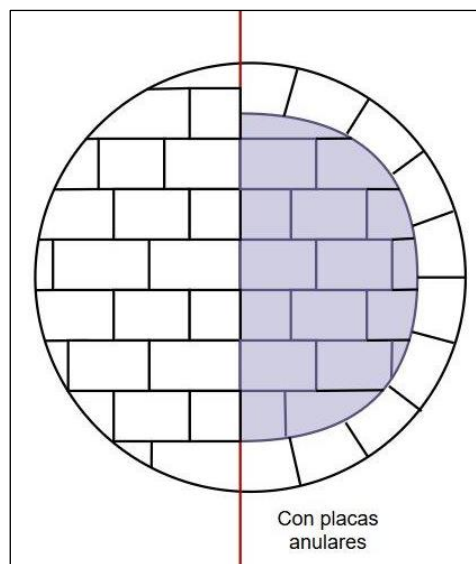


Fig. 3.9. Fondo de tanque con placas anulares (lado dcho.) y sin placas anulares (izq.)

Placas de fondo

Para las placas de fondo de tanque se debe considerar un espesor mínimo de 6 [mm] y de un ancho no menor a 1800[mm]. Además, es importante considerar un tamaño suficiente para que cuando sean refileadas quede una proyección de al menos 50 [mm] hacia afuera del borde exterior de la soldadura de unión del cuerpo al fondo.

Si se especifica en la hoja de datos, se instalará un anillo de goteo, como se muestra en la figura 3.10, para evitar la entrada de agua entre el fondo y los cimientos, en tal caso el anillo debe ser de acero al carbono con mínimo 3 [mm] de espesor.

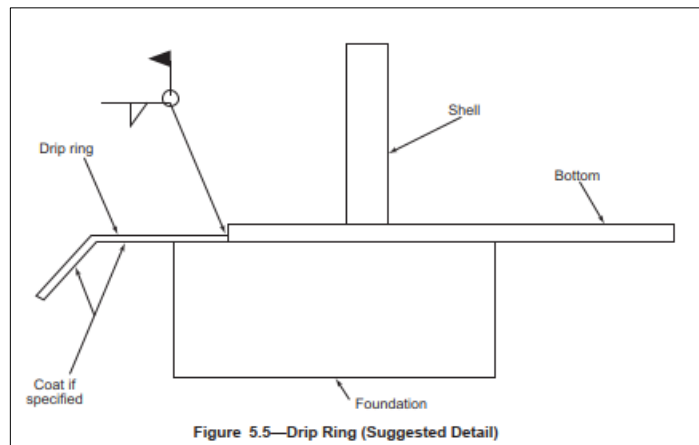


Fig. 3.10 Esquema de anillo de goteo. Fuente API 650

Placa anular de fondo

Cuando se diseña el anillo inferior (placa unida al fondo) con materiales pertenecientes al grupo IV, IVA, V o VI, se debe considerar el uso de una lámina anular en el fondo, unida con soldadura a tope.

La proyección anular de la placa inferior fuera del casco cumple con la proyección de al menos 50 [mm] hacia afuera del cuerpo.

Si se requieren placas anulares en virtud de los grupos de materiales anteriormente mencionados se necesitará la anchura radial mínima de la placa anular para proporcionar L , calculada mediante la siguiente fórmula;

$$L = 2t_b \sqrt{\frac{F_y}{2\gamma GH}} \geq 600 \text{ [mm]} \quad (6)$$

Donde;

L : Distancia mínima medida desde el interior del borde de la placa del cuerpo a la placa del fondo,

en [m]

F_y : Límite elástico máximo de la placa anular a T° ambiente, [Mpa].

t_b : Espesor nominal de la placa anular, en [mm].

γ : Factor de densidad del agua, [MPa /m]

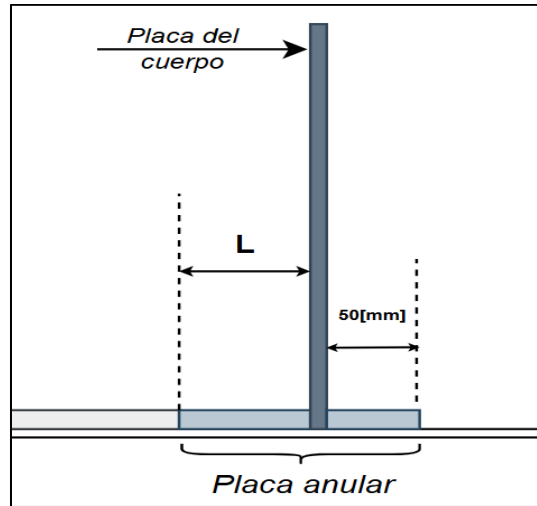


Fig. 3.11 Esquema de proyección de placa anular

En la figura 3.12 se establecen los espesores mínimos aceptables para la placa anular, según el espesor del primer anillo del cuerpo. Los datos contenidos son aplicables para una altura efectiva de producto de $H \times G$ menor o igual a 23 [m]. Más allá de esta altura se debe realizar un análisis elástico para determinar el espesor de la placa anular de fondo.

Table 5.1a—Annular Bottom-Plate Thicknesses (t_b) (SI)				
Plate Thickness ^a of First Shell Course (mm)	Stress ^b in First Shell Course (MPa)			
	≤ 190	≤ 210	≤ 220	≤ 250
$t \leq 19$	6	6	7	9
$19 < t \leq 25$	6	7	10	11
$25 < t \leq 32$	6	9	12	14
$32 < t \leq 40$	8	11	14	17
$40 < t \leq 45$	9	13	16	19

Fig. 3.12 tabla 5.1 sobre espesores mínimos de placas anulares. Fuente API 650

Soldadura del fondo.

Soldadura de traslape

Las placas del fondo deberán ser rectangulares y estar escuadradas. El traslape tendrá un ancho de mínimo 32 [mm] para todas las juntas. Las uniones de dos o más placas deben estar a una distancia mínima de 305 [mm] (1 pie) con respecto a cualquier otra junta y/o a la pared del tanque. Cuando se use placa anular, la distancia mínima a cualquier cordón de soldadura del interior del tanque o del fondo, será de 610 [mm](2ft).

Las placas del fondo serán soldadas con un filete continuo a lo largo de toda la unión.

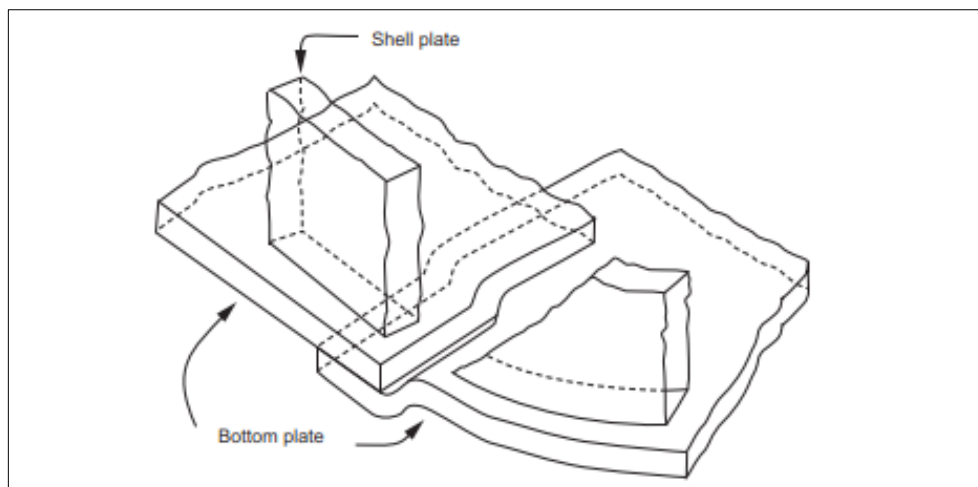


Fig. 3.13 Forma de traslape de placas de fondo.

Soldadura a tope

Las placas del fondo deberán tener sus cantos preparados para recibir el cordón de soldadura, ya sea escuadrando éstas o con biseles en "V". Si se utilizan biseles en "V", la raíz de la abertura no deberá ser mayor a 6.3 [mm]. Las placas del fondo deberán tener punteada una placa de respaldo de 3.2 [mm] de espesor o mayor que la abertura entre placas, pudiéndose usar un separador para conservar el espacio entre las placas. Cuando se realicen juntas entre tres placas en el fondo del tanque, éstas deberán conservar una distancia mínima de 305 mm. (1 pie) entre sí y/o con respecto a la pared del tanque.

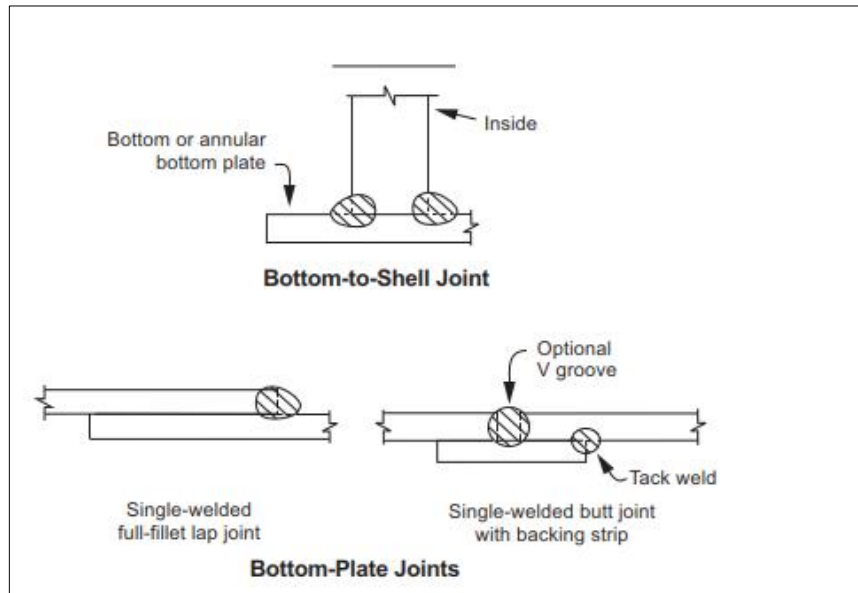


Fig. 3.14 Soldaduras placas de fondo.

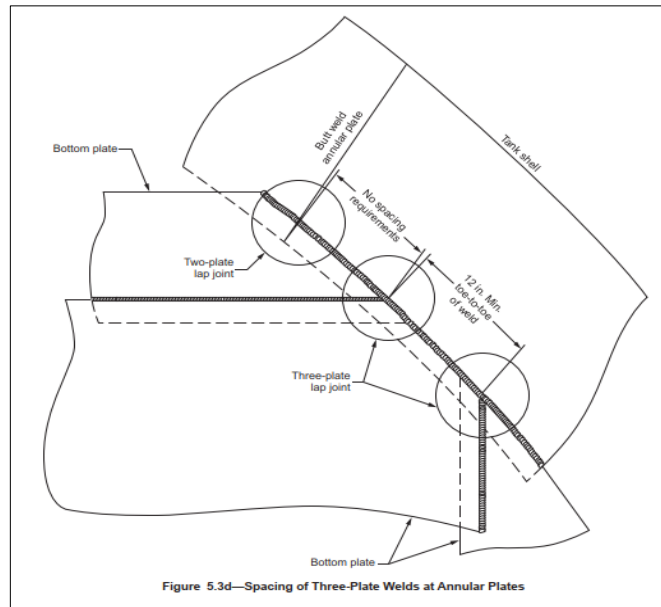


Fig. 3.15 unión de 3 placas soldadas en placas anulares.

Soldaduras de la junta cuerpo – fondo

Para placas del fondo y anillos de fondo con espesores nominales de hasta 13mm y menos, la unión entre el borde inferior del cuerpo y la lámina del fondo debe ser un filete de soldadura continuo a cada lado de la lámina del cuerpo. El tamaño de cada soldadura no debe ser mayor que 13mm y no debe ser menor que el espesor nominal de la placa más delgada o que los valores de espesores mostrados:

Nominal Thickness of Shell Plate		Minimum Size of Fillet Weld	
(mm)	(in.)	(mm)	(in.)
5	0.1875	5	$\frac{3}{16}$
> 5 to 20	> 0.1875 to 0.75	6	$\frac{1}{4}$
> 20 to 32	> 0.75 to 1.25	8	$\frac{5}{16}$
> 32 to 45	> 1.25 to 1.75	10	$\frac{3}{8}$

Fig. 3.16 Tabla de espesores mín. Fuente API 650

- Para placas de anillos de fondo con espesores nominales mayores que 13 [mm], la soldadura se debe dimensionar de modo que los filetes a ambos lados o la soldadura de bisel y filetes sean de un tamaño igual al espesor del anillo, pero no debe exceder el espesor nominal de las láminas del cuerpo.
- Se realizará una soldadura de filete entre el cuerpo y el fondo del tanque y alrededor de las almohadillas de refuerzo.
- El fondo o las placas anulares deberán ser suficientes para proveer un mínimo de 13 [mm] de la punta de soldadura de filete.

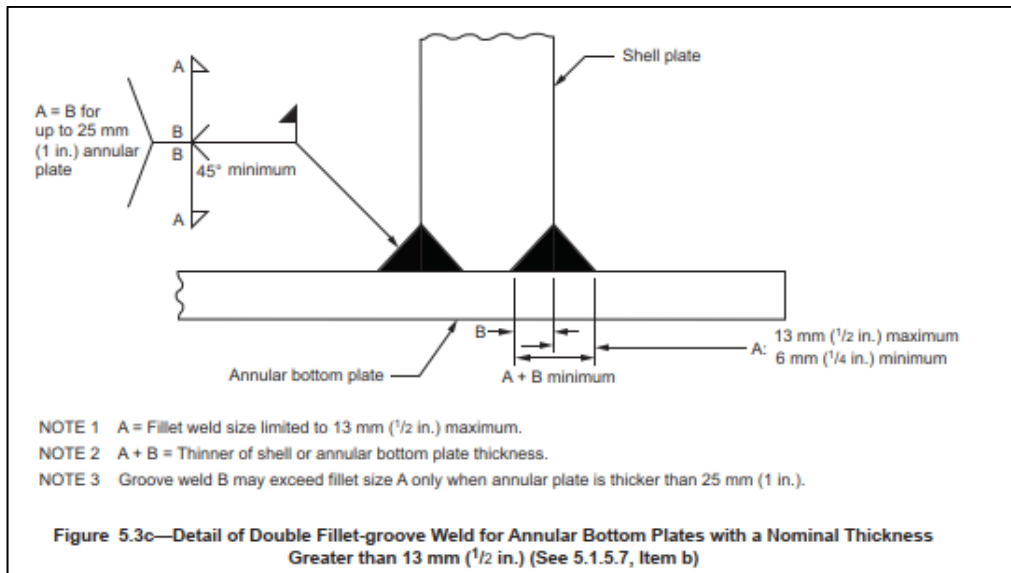


Fig. 3.17 Detalle de soldadura placas de pared y fondo. Fuente API 650

3.5 Diseño de Techo

La selección del tipo de techo depende de varios factores, tales como el costo, cuestiones de servicio, criterios sanitarios, proceso de elaboración, tiempo de erección, exposición al entorno y requerimientos por parte del cliente.

En el capítulo 2 de esta memoria, se describen brevemente los tipos de techos que pueden ser utilizados en tanques cilíndricos verticales, en la norma API 650 no se establece un criterio específico para escoger el tipo de techo, sin embargo, se encuentran algunas referencias en “*Above ground storage tank*” para determinar el tipo de techo según las variables de altura o diámetro del tanque.

Tabla 3.4 Tipo de techo según Altura del tanque

Tipo de Techo según criterio de Altura de Tanque	
H [m]	Tipo de Techo
$H < 14$	Auto soportado
$14 \leq H \leq 25$	Estructural tipo cónico según API 650
$H \geq 25$	Estructural tipo domo

Tabla 3.5 Tipo de techo según diámetro del tanque

Tipo de Techo según criterio de diámetro de Tanque	
D [m]	Tipo de Techo
$D < 16$	Auto soportado
$16 \leq D \leq 22$	Estructural sin columna
$D > 22$	Estructural con columnas

De ambas tablas se puede deducir que los tanques auto soportados son más bien para diámetros y alturas pequeñas y que los grandes tanques necesitaran techos estructurales soportados para mantener su integridad.

Los requisitos mínimos que establece la norma están referidos en primera instancia al espesor de placa, y se establece que debe tener un espesor mínimo de 5 [mm]. En segundo lugar, el espesor de los miembros estructurales, y se establece que deben tener un espesor nominal mínimo de 4,3 [mm] y corroído de 2,4 [mm]. Además, las placas no pueden unirse directamente a los miembros estructurales, solo se unen entre sí a solape.

A continuación, se describen con más detalles los tipos de techos que pueden ser utilizados en estos tanques, así como los cálculos estructurales necesarios para verificar su idoneidad.

Techos Auto soportados tipo Cono

Los techos cónicos auto soportados tienen una pendiente máxima de 9:12 (37°), y como mínimo de 2:12 (9,5°) con respecto a la horizontal.

El espesor de las placas se puede calcular según las siguientes fórmulas;

$$t = \frac{2 \cdot 1000D}{\sin(\theta)} \sqrt{\frac{B}{1000 \cdot E}} + CA \quad (7.1)$$

$$t = \frac{2 \cdot 1000 D}{\sin(\theta)} \sqrt{\frac{U}{1,33 \cdot 1000 \cdot E}} + CA \quad (7.2)$$

Donde;

D: diámetro nominal del tanque [m]

E: módulo de elasticidad [Mpa]

B: valor mayor de combinaciones de carga de gravedad, con cargas de nieve balanceada. [kPa]

U: mayor valor de las combinaciones de cargas de gravedad, con cargas de nieve desbalanceada [kPa]

CA: Corrosión admisible [mm]

θ : Ángulo de techo con respecto a la horizontal.

Si se obtiene un espesor menor a 5 [mm], se toma como espesor de chapa $t = 5$ [mm] ya que es el mínimo permitido. Es necesario tener en cuenta que el máximo espesor puede ser de 13 [mm] para que efectivamente pueda ser auto portado, si no es así, se deben replantear los cálculos.

Por último, es necesario determinar el área aportada por la unión de techo-cuerpo, es mayor o igual al siguiente valor;

$$Área_R = \frac{pD^2}{8F_{\alpha} \tan \theta} \quad (8)$$

Donde:

p : Valor mayor de las combinaciones de carga de gravedad.

F_{α} : $0,6F_y$ valor de la tensión admisible para el material de la unión techo-envolvente.

F_y : Límite elástico del material de la unión entre el techo y la envolvente a la T° máxima de diseño.

El valor calculado, debemos compararlo con el área de contribución obtenida de los aportes del techo, envolvente y anillos de compresión, si están presentes. En la figura 3.18, se presenta de forma esquemática las áreas que deben ser sumadas para obtener el valor de comparación.

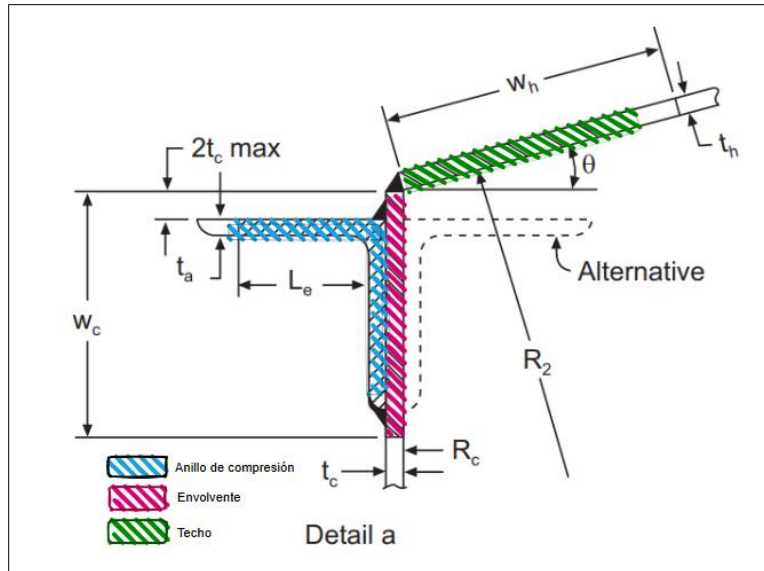


Fig. 3.18 Esquema de áreas aportadas por componentes de tanque.

El área total será la suma de las áreas individuales, resultando:

$$\text{Área} = \text{área de anillo} + \text{área de envolvente} + \text{área de techo} \text{ [mm]} \quad (9)$$

Calculadas cada una de la siguiente forma;

$$\begin{aligned} \text{Área envolvente} &= 0,6 \cdot (R_c \cdot t_c)^2 \cdot t_c \text{ [mm]} \\ \text{Área techo} &= \left(0,3 \cdot (R_2 \cdot t_h)^{\frac{1}{2}} \cdot t_h; \text{ o } 300 \text{ [mm], lo que sea menor} \right) \cdot 4,5 \text{ [mm]} \end{aligned}$$

En el caso del área de los anillos de compresión, la norma establece tamaños mínimos de perfil según el diámetro del tanque, por lo que tenemos la siguiente tabla;

Tabla 3.6 Tamaños mínimos de Anillos de compresión

Anillos de Compresión	
Diámetro del Tanque [m]	Perfil mínimo [mm]
$D < 11$	50x50x5
$11 \leq D < 18$	50x50x6
$D \geq 18$	75x75x75

Por lo tanto, para calcular el área aportada por el anillo de compresión se debe saber el perfil que aplica al tanque en particular.

Techo Auto soportado tipo Domo

Para este tipo de techos, no existe un ángulo con respecto a la horizontal, sino que existe una superficie semiesférica apoyado por todo el perímetro del tanque.

Los cálculos asociados con este tipo de techo están relacionados con el radio de la semiesfera, que según la norma debe estar comprendido entre $0,8D$ y $1,2D$, con D diámetro del tanque.

Una vez se define el radio, cumpliéndose la relación anterior, se puede calcular el espesor de las placas y/o láminas del techo. Existen 2 fórmulas, y se escoge el espesor que resulte mayor.

$$\left(t = 4 \cdot 1000 \cdot r \sqrt{\frac{B}{1000 \cdot E}} + CA \right) \quad (12.1)$$

$$t = 4 \cdot 1000 \cdot r \sqrt{\frac{U}{1,33 \cdot 1000 \cdot E}} + CA \quad (12.2)$$

Donde;

r_r : Radio del techo [m]

Si t resulta menor de 5[mm], se toma este valor como espesor de la placa. Igualmente se debe considerar que el valor no debe exceder los 13 [mm].

Al igual que en los techos cónicos, se debe determinar el área que aporta la unión del techo y la envolvente, utilizando las fórmulas (8) y (9).

Techo Cónico estructural

Este tipo de techo no se encuentra detallado en la norma, pero de igual forma se establecen requisitos generales que se deben cumplir en caso de ocupar este tipo de techo en el diseño de un tanque, estos son;

- La pendiente del techo debe ser de 1:16.
- Las planchas del techo se unirán con soldadura a filete por la parte superior del ala, es decir, deben soldarse por un solo lado.
- Las planchas del techo solo se unen entre sí a solape, nunca deben unirse a miembros estructurales.
- Los miembros estructurales deben tener un espesor mínimos de 4,3[mm]
- Las columnas deben realizarse con perfiles estructurales o de tuberías, considerando drenaje.
 - Las columnas se sueldan al fondo del tanque a una placa de desgaste con espesor nominal no inferior a 6[mm]

- Se debe diseñar considerando el hecho que la columna pueda moverse verticalmente con respecto al fondo del tanque.
- Se deben diseñar guías para el movimiento vertical de la columna en un rango de hasta 75 [mm], esto a su vez evita el movimiento lateral de las columnas.
- La sujeción de las vigas en el lado exterior estará soldada a la envolvente del tanque.
- Para reducir la exposición al viento, existen algunas recomendaciones sobre el ángulo con la horizontal dadas en “Above Ground Storage Tank”¹ y que dependen del diámetro del tanque. En la siguiente tabla se resumen:

Tabla 3.7. Recomendaciones de ángulos de coronación

Ángulo de Coronación	
Diámetro del Tanque [m]	Ángulo
$20 \leq D < 30$	10°
$30 \leq D < 40$	8°
$40 \leq D < 60$	6°
$D \geq 60$	5°

Perfiles estructurales

Los tanques soportados tendrán 3 tipos de miembros estructurales; columnas, vigas radiales y vigas poligonales. A continuación, se presentan las condiciones básicas que se deben cumplir para escoger los miembros estructurales.

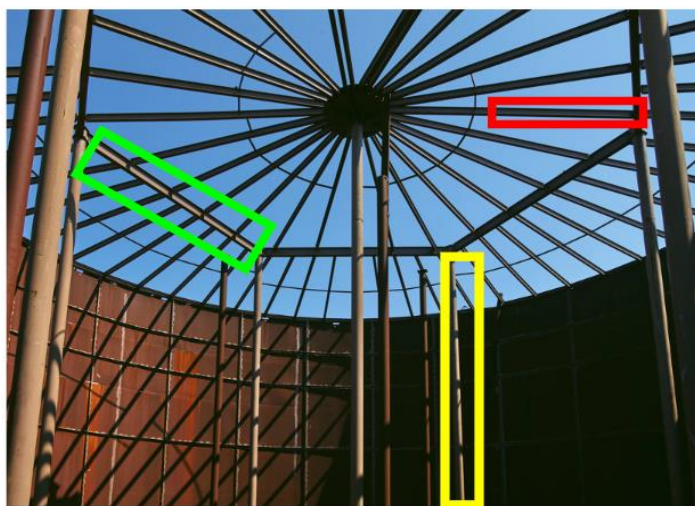


Fig. 3.19 Perfiles estructurales.

¹ (2015)-Sunil Pullarcot-Taylor & Francis Group, LLC.

Vigas Radiales y Poligonales

Para realizar los cálculos relacionados a las vigas radiales (marcadas en rojo en la fig. 3.19), se deben considerar como vigas bi apoyadas en sus extremos, teniendo este antecedente se puede realizar las comprobaciones paso a paso.

En primer lugar, hay que determinar el largo de la viga, teniendo una primera restricción para evitar el sobredimensionamiento un largo máximo igual a;

$$L_{m\acute{a}x} < 7,3 [m] \quad (13)$$

Máxima Esbeltez

Otra restricción es la máxima relación de esbeltez, según lo establecido en la norma API 650 se tienen que considerar los siguientes valores;

$$\frac{L}{r_c} \leq 180 \text{ para columnas (14.1)}$$

$$\frac{L}{r} \leq 200 \text{ para miembros a compresión (14.2)}$$

$$\frac{L}{r} \leq 300 \text{ para el resto (14.3)}$$

Donde;

L: longitud del miembro estructural, no arriostrado.

r_c : radio de giro mínimo del perfil, se obtienen de catálogos.

r: radio de giro gobernante del perfil, se obtiene de catálogos.

Separación entre Vigas

Respecto de la separación entre vigas, la norma indica lo siguiente:

$$b = t \cdot \sqrt{1,5 \cdot \frac{F_y}{P}} \leq 2100 [mm] \quad (15)$$

Donde;

t: espesor de plancha del techo corroída

F_y : esfuerzo admisible del material de plancha

P: Carga total sobre planchas del techo (vivas + muertas)

En caso de que el valor calculado de b sea mayor a 2100 [mm], se escoge esta distancia como la separación entre vigas.

Conociendo este valor y el diámetro del tanque, podemos determinar el número de vigas entre la envolvente y el primer polígono, de la siguiente manera:

$$N_v = \frac{\pi \cdot D}{b} \quad (16)$$

Luego es necesario saber las dimensiones de los polígonos interiores, para ello se determina la longitud del lado de un polígono regular de N lados iguales, de la siguiente forma;

$$L_{pol} = 2 \cdot R \cdot \sin\left(\frac{360^\circ}{2 \cdot N}\right) \leq 7,3 \text{ [m]} \quad (17)$$

Donde;

R : Radio de la circunferencia donde está inscrita la circunferencia

N : n° de lados del polígono

Y también se debe conocer el número de vigas apoyadas por cada lado, de la siguiente forma;

$$N_{vi} = \frac{N_v}{N} \quad (18)$$

Hasta este punto ya se determinaron la cantidad de polígonos interiores y las vigas radiales que se tienen apoyadas en cada lado de este polígono, lo siguiente es calcular las cargas a las que deben estar sometidas estas vigas. Para ello, se consideran con vigas bi apoyadas con una carga w aplicada en toda la longitud como se indica en la fig. 3.20

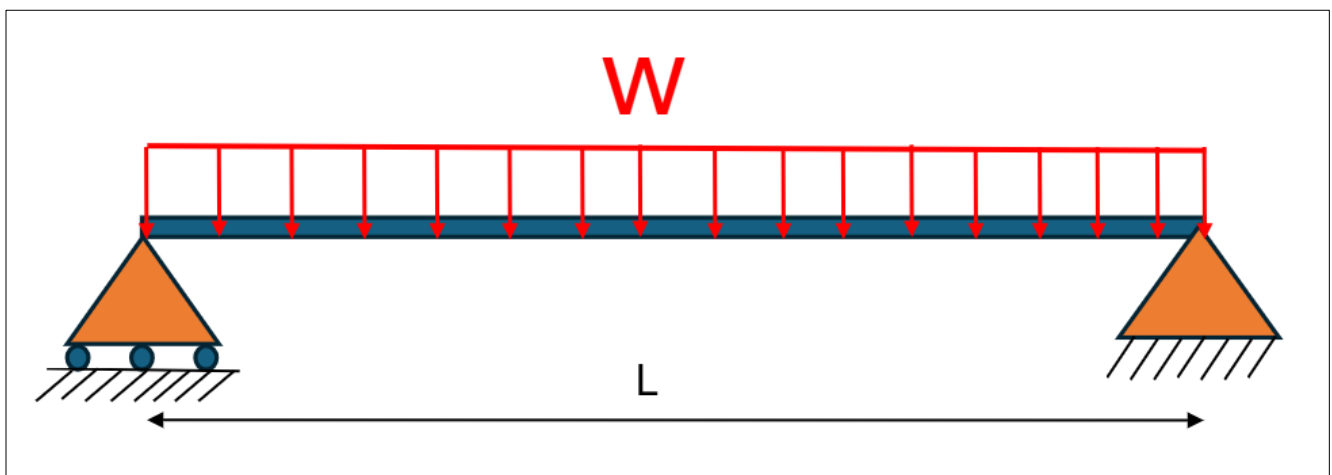


Fig. 3.20 Viga bi apoyada con carga uniformemente distribuida.

Conociendo la distribución de cargas y el largo de la viga, se puede determinar el momento flector;

$$M = \frac{w \cdot L}{8} \quad (19)$$

Donde:

W: Carga lineal sobre la viga (vivas + muertas)

L: Largo real de la viga

En el caso de las vigas poligonales W será la carga debida al apoyo de las vigas radiales.

Posterior a esto se debe comprobar la validez de la viga comparando con el esfuerzo admisible con la siguiente relación:

$$S_{real} = \frac{M}{Z} < S_{admisible} \quad (20)$$

Donde:

S_{real} : Tensión real en la viga

M: Momento máximo en el centro de la viga.

Z: Modulo resistente de la sección de la viga.

$S_{admisible}$: 0,66*Módulo elástico del material.

Además, hay que determinar si existe pandeo lateral en la viga, considerando que:

$$Si L > 40 \cdot r_c \quad (21)$$

Se deben utilizar tirantes de la forma de cruz de San Andrés para dar más resistencia a las vigas ante un posible pandeo lateral.

Una vez que se han comprobado las ecuaciones anteriores y queda diseñada la viga con seguridad, es posible calcular las reacciones en los apoyos, de la siguiente forma:

$$R = \frac{w \cdot L_v + P_{propio} \cdot L_v}{2} \quad (22)$$

Donde:

L_v : Longitud real de la viga

P_{propio} : Peso por unidad de longitud del perfil

Columnas

Las columnas del techo deben ser hechas de tubos o elementos estructurales indicados en la hoja de datos.

Las columnas de soporte deben entregar los siguientes detalles en sus bases:

- Distribución de cargas: No es necesario considerar la altura del líquido en el tanque. Si se diseña una lámina horizontal para distribuir la carga, deberá tener un espesor nominal no menor de 12 [mm].
- Protección a la corrosión y la abrasión: En cada columna se debe soldar al fondo del tanque una lámina de desgaste con un espesor nominal no menor de 6 [mm] con una soldadura de filete mínimo de 6 [mm].
- Movimiento vertical: Diseño debe permitir movimiento vertical sin restricción de la columna relativo al fondo del tanque, en el evento de una sobrepresión del tanque o de asentamiento del fondo.
- Movimiento lateral: Las columnas deben estar guiadas en sus bases para prevenir movimiento lateral. Las Guías deben permanecer efectivas para movimiento de tipo vertical relativo al fondo, por una altura de hasta 75 [mm]. Las guías no deben estar soldadas directamente en las láminas de fondo.

El diseño de las columnas se hace determinando la carga axial a la que están sometidas, evitando que se deforme por pandeo o colapso. Deben ser verificadas sometidas a compresión, por lo que se tendrán los siguientes requisitos:

- Límite elástico del material de la columna debe ser $\leq 250 \text{ [MPa]}$
- Relación de esbeltez $\frac{L}{r_c} \leq 180$
- Tensión máxima admisible $S_{columna} = \frac{P}{A} \leq S_a$

Donde S_a se determina según la comparación entre la relación de esbeltez y el factor de compresión C_c , siendo:

$$C_c = \sqrt{\frac{2 \cdot \pi^2 \cdot E}{f_y}} \quad (23)$$

$$\bullet \text{ Si } \frac{L}{r_c} \leq C_c \square S_a = \frac{\left(\left[1 - \left(\frac{\left(\frac{L}{r_c} \right)^2}{2 \cdot C_c^2} \right) \right] \cdot f_y \right)}{\left(\frac{5}{3} \right) + \left(\frac{3 \cdot \left(\frac{L}{r_c} \right)}{8 \cdot C_c} \right) - \left(\frac{\left(\frac{L}{r_c} \right)^3}{8 \cdot C_c^3} \right)} \text{ y si,} \quad (24)$$

$$\bullet \frac{L}{r_c} > C_c \square S_a = \frac{\left(\frac{12 \cdot \pi^2 \cdot E}{23 \cdot \left(\frac{L}{r_c} \right)^2} \right)}{1,6 - \left(\frac{L}{200 \cdot r_c} \right)} \quad (25)$$

Cada una de las fórmulas anteriormente descritas son necesarias para realizar la comprobación de que se está construyendo un techo estructuralmente estable.

Soldadura de techos

Luego de tener claro la forma estructural del techo, es necesario que se unan las láminas y para ello se tienen ciertos requisitos de soldadura que se describen a continuación:

- Las láminas de techo se deben soldar por el lado superior como mínimo (en traslape), con filetes completos continuos en todas las juntas. También son permitidas las soldaduras de tope.
- Las secciones de ángulo superior, anillos de tensión y de compresión deberán ser unidos con soldadura a tope que tenga completa penetración y fusión.
- Los cuerpos de los tanques deberán tener ángulos superiores con un tamaño mínimo que no debe ser menor a lo que se indica en la figura 3.22.
- Para tanques con diámetros menores o igual a 9 [m] y con techos cónicos soportados, el borde superior del cuerpo puede ser pestañado en lugar de instalar un ángulo superior.

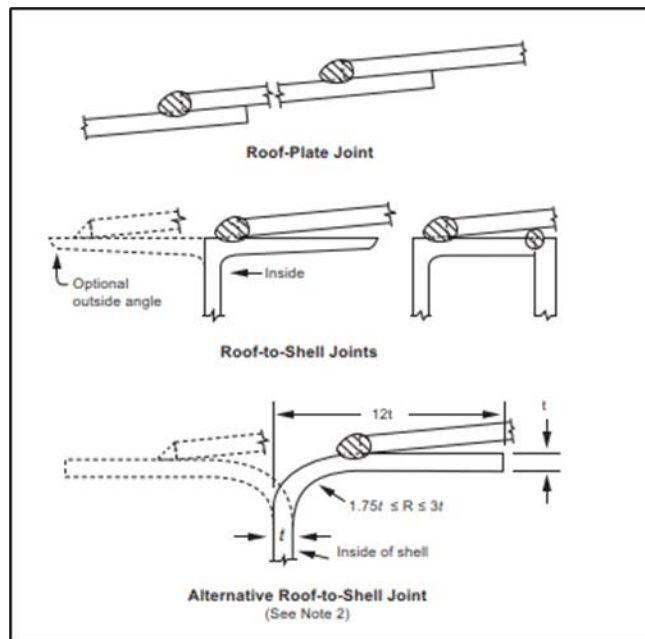


Fig. 3.21(Arriba) y 3.22(Abajo) ángulo superior mínimo.

Tank Diameter (D)	Minimum Top Angle Size ^a (mm)	Minimum Top Angle Size ^a (in.)
$D \leq 11 \text{ m}, (D \leq 35 \text{ ft})$	$50 \times 50 \times 5$	$2 \times 2 \times \frac{3}{16}$
$11 \text{ m} < D \leq 18 \text{ m}, (35 \text{ ft} < D \leq 60 \text{ ft})$	$50 \times 50 \times 6$	$2 \times 2 \times \frac{1}{4}$
$D > 18 \text{ m}, (D > 60 \text{ ft})$	$75 \times 75 \times 10$	$3 \times 3 \times \frac{3}{8}$

^a Approximate equivalent sizes may be used to accommodate local availability of materials.

3.6 Cálculo de Cargas Específicas

Se considera esta sección para 2 tipos de cargas específicas, que son la sísmica y de viento, según el lugar donde se emplazara el tanque y la determinación de estas cargas se debe considerar poner nuevas estructuras que pueden ser anclaje y/o anillos de compresión según sean las cargas a las que este sometido y los factores de seguridad con los que se trabaje.

3.6.1 Cargas de Viento

Este tipo de cargas ocasionados por los vientos es necesario estudiarla para que no provoque el volteo o levantamiento del tanque. Según lo que indica la norma, es necesario hacer 4 comprobaciones para este tipo de carga que darán la seguridad de que el tanque no volteará ni colapsará:

- 1) Calcular si el viento es capaz de voltear.
- 2) En caso de vuelco, determinar los anclajes.
- 3) Calcular viga contra viento en cabeza.
- 4) Calcular viga a contraviento intermedia.

Cálculo de carga de viento

Según lo establecido en la norma API 650, la velocidad del viento a considerar para el diseño puede ser una de las 3 siguientes;

- 1) Velocidad de una ráfaga de viento durante 3 segundos determinada por la ASCE 7-05.
- 2) Velocidad de una ráfaga durante 3 segundos que indique ASCE 7-10 según categoría de riesgo que establezca el cliente.
- 3) Velocidad de viento durante 3 segundos indicada por el cliente, basada en la probabilidad de rebasamiento.

Para determinar la presión ejercida por el viento en el cuerpo del tanque, debemos hacerlo de la siguiente manera:

$$P_{ws} = 0,89(kpa) \cdot \left(\frac{v(\frac{km}{h})}{190} \right)^2 [kPa] \quad (26)$$

Y en el caso de la presión ejercida en la parte del techo:

$$P_{WR} = 1,48(kpa) \cdot \left(\frac{v(\frac{km}{h})}{190} \right)^2 [kPa] \quad (27)$$

Ambas ecuaciones están proyectadas según la norma ASCE7-05, pero se debe tener claro que se pueden determinar según criterios específicos dados en cada proyecto en particular.

Luego, para comprobar si el tanque se volteará, se debe comprobar que el momento producido por el viento es menor al momento resistente del tanque, donde;

- Momento Resistente: $M_R = W \cdot \frac{D}{3}$ (28)

- Momento ocasionado por el viento: $M_{WS} = F_{WS} \cdot \frac{H}{2}$ (29)

- Donde la fuerza del viento es: $F_{WS} = P_{WS} \cdot D \cdot \frac{H^2}{2}$ (30)

En conclusión, la desigualdad que debemos estudiar para que el tanque no se voltee es la siguiente:

$$W \cdot \frac{D}{3} \geq P_{WS} \cdot D \cdot \frac{H^2}{2} \quad (30)$$

Donde:

W: Peso de envolvente + techo + fondo [kN]

D: Diámetro del tanque [m]

H: Altura de la envolvente [m]

P_{WS} : Presión provocada por el viento en el cuerpo [kPa]

Si no se cumple la desigualdad, el diseño del tanque debe agregar el uso de anclajes en el tanque. Y en caso de que, si se cumpla, adicionalmente se deben cumplir estas 3 desigualdades.

- 1) $0,6M_w + M_{Pi} < \frac{M_{DL}}{1,5} + M_{DLR}$

- 2) $M_w + F_p(M_{Pi}) < \frac{M_{DL} + M_F}{2} + M_{DLR}$

- 3) $M_{ws} + F_p(M_{Pi}) < \frac{M_{DL}}{1,5} + M_{DLR}$

A continuación, se describe cada uno de los términos presentes en las desigualdades y la forma de calcularlos.

- F_p El factor de carga combinatorio para la presión interna (F_p) se define como el ratio de presión interna de operación entre presión interna de diseño y debe tener un valor mínimo de 0,4.
- M_{pi} momento entre cuerpo y fondo, debido a la presión interna, se calcula como;

$$M_{pi} = P_i \cdot \left(\frac{D}{2}\right) \cdot \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4}\right) \quad (31)$$

- M_w Momento debido a las componentes verticales y horizontales de la presión ejercida por el viento. Se calcula de la siguiente forma;

$$M_w = F_{WS} \cdot L_{WS} + F_{WR} \cdot L_{WR} \quad (32)$$

- F_{WS} es la fuerza del viento sobre la envolvente, según ASCE 7-05 se obtiene de la siguiente manera;

$$F_{WS} = P_{WS} \cdot 0,85 \cdot C_{fh} \cdot D \cdot H \quad (33)$$

- L_{WS} es la altura desde la base a la zona de aplicación de la fuerza o también $H/2$.
- F_{WR} es la fuerza del viento sobre el techo del tanque, que según indica ASCE 7-05 se determina de la siguiente manera;

$$F_{WR} = P_{WR} \cdot 0,85 \cdot C_{fv} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (34)$$

- L_{WR} es la altura donde se aplica la fuerza en el techo, suele ser altura de techo/2
- C_{fh} y C_{fv} son factores que tomaran un valor diferente según la relación de las medidas de altura y diámetro, en la siguiente tabla se muestran algunos valores indicados en ASCE 7-05.

Tabla 3.8 Valor de factores para fuerzas de viento

H/D = 1		H/D = 7		H/D = 25	
C_{fh}	C_{fv}	C_{fh}	C_{fv}	C_{fh}	C_{fv}
1,3	0,7	1,4	0,8	2	1,2

- M_{DL} momento de la unión del cuerpo con el fondo del tanque, debida al peso del techo y cuerpo. Se calcula de la siguiente forma:

$$M_{DL} = \frac{D}{2} \cdot \text{Peso total del tanque} \quad (35)$$

- M_F momento debido al peso del líquido del tanque, se obtiene de la siguiente manera:

$$M_F = \frac{w_L \cdot \pi \cdot D}{1000} \cdot \frac{D}{2} \quad (36)$$

Donde, el peso del tanque por unidad de longitud se calcula como $w_L = 59 \cdot (t_b - CA)\sqrt{F_{by}H} \leq 70,4HD$.

Si se obtiene un valor mayor a 70,4 HD se debe usar este valor para determinar el momento.

- M_{DLR} momento de la unión del cuerpo y la base del tanque producto del peso de techo y cualquier estructura anexa

$$M_{DL} = 0,5 \cdot D \cdot \text{Peso del techo} \quad (37)$$

Si se logra hacer la comprobación de las desigualdades y estas cumplen con lo establecido no será necesario el uso de anclajes, en caso contrario también será necesario diseñarlos.

Cálculo de Anclajes

La norma establece requisitos mínimos en el diseño de los pernos de anclaje, lo primero es que deben ser capaces de soportar las fuerzas que puedan provocar levantamiento del tanque. Es importante tener en consideración que no solo el viento será capaz de provocar un levantamiento, pero cualquiera sea el caso, la carga máxima que tendrán que soportar los pernos se calcula de la siguiente forma;

$$T_b = \frac{U}{N} \quad (38)$$

Donde:

T_b : Carga por anclaje

U: La carga neta calculada

N: N° de anclajes igualmente espaciados

En el caso del área requerida del perno para soportar una determinada carga se determina de la siguiente forma;

$$A_p = \frac{\left(\frac{4 \cdot M}{D_{cb}}\right) - W}{S_{AD} \cdot N} [cm^2] \quad (39)$$

Donde:

M: Momento producido por diferentes acciones [kNm]

D_{cb} : Diámetro del círculo de los pernos [m]

W: Peso en vacío del tanque

N: n° de pernos

S_{AD} : Tensión admisible, que se puede obtener de datos del fabricante.

Por último, se calcula el largo de los pernos de anclaje de la siguiente forma:

$$L_{perno} = \frac{T}{\pi \cdot d \cdot \sigma_a} [cm] \quad (40)$$

Donde:

d : diámetro del perno [cm], se obtiene de datos del fabricante

σ_a : tensión de adherencia entre perno y hormigón [MPa]

Existe otra forma en que el viento puede afectar la estructura de los tanques sin necesariamente provocar un levantamiento, pero sí deformaciones en las planchas del cuerpo. Para evitar estas deformaciones, se pueden diseñar anillos rigidizadores para los cuales la norma API 650 establece una serie de requisitos que se detallan a continuación.

Lo primero que nos indica la norma es que los anillos pueden ser construidos con perfiles estructurales o perfiles ensamblados mediante soldadura. Otro requisito son las medidas de los perfiles, indica que el tamaño mínimo es de (65x56x6 mm) y el espesor mínimo de la plancha para utilizarla como anillo rigidizador es de 6 [mm].

Otro punto importante, es que, si coinciden las soldaduras de las planchas del cuerpo con la del anillo, deben respetar una distancia de mínimo 150 [mm] entre ellas. Además, todos los anillos deben llevar soportes cuando cualquiera de sus lados supere 16 veces su espesor de uno de sus lados y la separación de cada soporte debe ser menor o igual a 2 veces el espesor.

Las vigas a contra viento que se encuentran a la cabeza del tanque se conocen como anillos rigidizadores y son obligatorios para tanques sin techo o con techo flotante.

Como requisito para vigas que estén debajo de 0,6 [m] de la parte superior de la envolvente debe ser de un perfil de dimensiones 65x65x6 [mm] en caso de que el espesor de pared sea de 5[mm] o con perfiles de 75x75x6[mm] para espesores mayores a 5[mm].

Los parámetros que se deben dimensionar para los perfiles de las vigas a contraviento son el módulo de resistente de la sección y luego se compara con los valores dados en la norma. La forma de obtener este parámetro es la siguiente:

$$Z_{req} = \frac{6H_2 \cdot D^2}{(0,5 \cdot F_y)} \cdot \left(\frac{P_{wd}}{1,72} \right) [cm^3] \quad (41)$$

Donde:

D : Diámetro nominal del tanque. Si es mayor de 61 [m], se utiliza $D=61$ [m]

H_2 : Altura total de la envolvente [m]

F_y : Límite elástico del material del cuerpo del tanque y el anillo rigidizador, o 210 [MPa], lo que sea menor.

P_{WD} : Presión de diseño del viento, $P_{wd} = P_{wv} + 0,24$ [kPa]

P_{wv} : Presión de diseño del viento, $P_{wv} = 1,48 \cdot \left(\frac{V}{190}\right)^2$ [kPa]

V: Velocidad del viento [km/h]

En caso de que se estén diseñando anillos para tanques mayores de 61[m] será necesario realizar una verificación calculando el momento de inercia de las vigas, de la siguiente forma:

$$I_{req} = \left[\frac{3582 \cdot H_2}{E} \right] \cdot D^3 \cdot \left(\frac{P_{wd}}{1,72} \right) [cm^4] \quad (42)$$

Además, la norma establece un mínimo de altura para poner anillos rigidizadores y así evitar colapsos a causa del viento, lo que se denomina máxima altura sin rigidizar de un tanque. Esta altura se calcula de la siguiente manera:

$$H_1 = 9,47 \cdot t \cdot \sqrt{\left(\frac{t}{D}\right)^3} \cdot \left(\frac{1,72}{P_{wd}}\right) \quad (43)$$

Una vez determinada la altura, es necesario realizar la siguiente comprobación:

$$H_1 \geq H$$

Por supuesto que si esta altura es mayor a la altura del tanque no será necesario diseñar anillos rigidizadores intermedios, ya que no existe riesgo de colapso por presiones ocasionadas por el viento.

En caso de que sea necesario el uso de anillos rigidizadores intermedios se debe calcular la altura a la que deben ubicarse. Para ello se debe corregir la altura de las planchas del cuerpo o lo que en la norma se denomina envolvente transformada, esto permite cambiar los espesores de las planchas teniendo en consideración el espesor de la plancha que se encuentra más elevada. La altura transformada se calcula de la siguiente forma;

$$W_{tr} = W \cdot \sqrt{\left(\frac{t_{uniforme}}{t_{actual}}\right)^5} [mm] \quad (44)$$

Donde:

W_{tr} : Altura transformada de la plancha

W: Altura de diseño de la plancha[mm]

$t_{uniforme}$: Espesor de la plancha con menor espesor [mm]

t_{actual} : Espesor de la plancha que se está transformando [mm]

Una vez se realiza el cálculo para cada una de las planchas, se calcula la altura transformada de la siguiente manera:

$$H_{trans} = \sum W_{tr} \quad (45)$$

Y si $H_{trans} \geq H_1$ significa que se necesitaran anillos intermedios que se ubicaran a una altura de $H_{intermedia} = \frac{H_{trans}}{2}$ u otra posición, siempre y cuando H_{trans} sea menor que H_1 .

En el caso de los requisitos constructivos de los anillos intermedios, se deben cumplir los mismos que para las vigas que se encuentran en la cabeza y se procede de la misma forma para el cálculo del módulo resistente mínimo. Determinado Z, se compara con la figura 3.23, que es la tabla dada en la norma que sirve para saber el tamaño de perfil adecuado para el anillo. En el anexo III se puede revisar la configuración típica de los anillos instalados en la envoltente del tanque.

Table 5.19a—Section Moduli (cm³) of Stiffening-Ring Sections on Tank Shells (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6
Member Size	As-Built Shell Thickness				
	5	6	8	10	11
Top Angle: Figure 5.24, Detail a					
65 × 65 × 6	6.58	6.77	—	—	—
65 × 65 × 8	8.46	8.63	—	—	—
75 × 75 × 10	13.82	13.97	—	—	—
Curb Angle: Figure 5.24, Detail b					
65 × 65 × 6	27.03	28.16	—	—	—
65 × 65 × 8	33.05	34.67	—	—	—
75 × 75 × 6	35.98	37.49	—	—	—
75 × 75 × 10	47.24	53.84	—	—	—
100 × 100 × 7	63.80	74.68	—	—	—
100 × 100 × 10	71.09	87.69	—	—	—
One Angle: Figure 5.24, Detail c (See Note)					
65 × 65 × 6	28.09	29.15	30.73	32.04	32.69
65 × 65 × 8	34.63	36.20	38.51	40.32	41.17
100 × 75 × 7	60.59	63.21	66.88	69.48	70.59
102 × 75 × 8	66.97	70.08	74.49	77.60	78.90
125 × 75 × 8	89.41	93.71	99.86	104.08	105.78
125 × 75 × 10	105.20	110.77	118.97	124.68	126.97
150 × 75 × 10	134.14	141.38	152.24	159.79	162.78
150 × 100 × 10	155.91	171.17	184.11	193.08	196.62
Two Angles: Figure 5.24, Detail d (See Note)					
100 × 75 × 8	181.22	186.49	195.15	201.83	204.62
100 × 75 × 10	216.81	223.37	234.55	243.41	247.16
125 × 75 × 8	249.17	256.84	269.59	279.39	283.45
125 × 75 × 10	298.77	308.17	324.40	337.32	342.77
150 × 75 × 8	324.97	335.45	353.12	366.82	372.48
150 × 75 × 10	390.24	402.92	425.14	443.06	450.61
150 × 100 × 10	461.11	473.57	495.62	513.69	521.41

Fig. 3.23 Extracto de tabla 5.19.

3.6.2 Cargas Sísmicas

El estudio de las cargas sísmicas está descrito en el anexo E de la norma API 650, pero también se debe complementar con la norma NCh. 2369 “*Diseño sísmico de Estructuras e instalaciones industriales*”. El propósito de determinar estas cargas es la protección de la estructura y operadores, así como también asegurar la continuidad de las operaciones.

Cuando un tanque está sometido a movimientos sísmicos se debe hacer una diferenciación entre 2 zonas: Impulsivas y Convectivas, la primera es la zona del líquido más cerca del suelo y se mueve en forma solidaria al tanque, la segunda zona es la más alta y cerca del techo y la que experimenta más movimiento con la oscilación del sismo pudiendo causar un desbordamiento.

Para el cálculo sísmico se necesita tener la información de la ubicación del tanque, la magnitud del movimiento sísmico y las características geotécnicas del suelo. La influencia de un sismo en un tanque de almacenamiento se basa en 4 comprobaciones que se verán a continuación.

- 1) **Momento de vuelco sísmico:** sirve para comprobar que el movimiento no volteará el tanque.

En este punto es necesario revisar las cargas asociadas a sismos y la necesidad de anclajes, con ello se debe calcular las dimensiones del área de pernos. La imagen del anexo I indica como se calculan las cargas sísmicas, en este caso la que determinará el área de los pernos es la siguiente:

$$\left(4 \cdot \frac{M_{rw}}{D}\right) - W_2(1 - 0,4A_v) \quad (46)$$

Donde:

M_{rw} : Momento sísmico [Nm]

A_v : Aceleración vertical en el sismo [%g]

Existen algunos requisitos que si se cumplen significa que el tanque será auto anclado, es decir, que será capaz de resistir en caso de que ocurra un sismo. Los requisitos son los siguientes;

- I) La chapa anular tenga un ancho que sea como máximo un 3,5% de diámetro.
- II) El espesor de la chapa anular debe ser menor al de la placa más baja del cuerpo.
- III) Esfuerzos de compresión dentro de los límites aceptables.
- IV) La ratio de anclaje (J) debe estar dentro de los límites establecidos.

Lo que respecta al punto III y IV es necesario evaluarlo según lo establecido en el Anexo E de la norma, J está definido por la siguiente ecuación;

$$J = \frac{M_{rw}}{D^2 \cdot (w_t(1-0,4A_v) + w_a - F_p w_{int})} \quad (47)$$

Donde:

F_p : Ratio de presión interna con un valor mín. de 0,4.

w_a : Fuerza resistente al lanzamiento [N/m]

$$w_a = 99t_a \sqrt{F_y H G_e} \leq 201,1 H D G_e, \text{ con } G_e = G(1 - 0,4A_v) \quad (48)$$

w_{int} : Carga de levantamiento por presión de diseño [N/m]

$$w_{int} = \frac{((P_i \cdot D^2 \cdot 785) - W_1)}{\text{perímetro del suelo}} \quad (49)$$

w_t : Peso del cuerpo y techo actuando en la base [N/m]. Calculado de la siguiente forma;

$$w_t = \left(\frac{W_s}{\pi \cdot D} + w_{rs} \right) \quad (50)$$

W_s : Peso total de la envolvente [N]

w_{rs} : Carga del techo en el envolvente sumando un 10% de carga de nieve S_b [N/m]

Los criterios para los valores obtenidos de J están resumidos en la tabla E.6 de la norma, y como ahí mismo se menciona, si J es menor a 0,785 no será necesario realizar más comprobaciones y se considerará un tanque auto anclado.

Table E.6—Anchorage Ratio Criteria

Anchorage Ratio J	Criteria
$J \leq 0.785$	No calculated uplift under the design seismic overturning moment. The tank is self-anchored.
$0.785 < J \leq 1.54$	Tank is uplifting, but the tank is stable for the design load providing the shell compression requirements are satisfied. Tank is self-anchored.
$J > 1.54$	Tank is not stable and cannot be self-anchored for the design load. Modify the annular ring if $L < 0.035D$ is not controlling or add mechanical anchorage.

Fig. 3.24 Tabla E.6. Fuente API 650

En caso de que no sea auto anclado el principal componente a determinar es el momento de volteo, que está dado por la ecuación $M_{rw} = \sqrt{(A_i(W_i X_i + W_s X_s + W_r X_r))^2 + (A_c(W_c X_c))^2}$, (51) que en resumen se trata de

una suma vectorial de las componentes convectivas (c) e impulsivas (i). Cada componente se obtiene de la multiplicación de una aceleración espectral por el peso efectivo, a continuación, se describirán cada uno de estos componentes.

Aceleración espectral Impulsiva

$$A_i = S_{DS} \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 2,5 Q F_a S_0 \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) \quad (52)$$

Si el valor de A_i es $\geq 0,007$ y el valor de $S_1 \geq 0,6$, la expresión para determinar A_i cambia a la siguiente manera:

$$A_i = 0,5 S_1 \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 0,625 S_p \left(\frac{I}{R_{wi}} \right)$$

El factor Q toma un valor de 2/3, el factor R_{wi} se determina según la tabla E.4 y siempre se escoge la opción más desfavorable, es decir, cuando no está anclado.

Table E.4—Response Modification Factors for ASD Methods

Anchorage system	R_{wi} (impulsive)	R_{wc} (convective)
Self-anchored	3.5	2
Mechanically-anchored	4	2

Fig. 3.25 Factor R_{wi}

El factor I se determina por la tabla E.5 y puede tener 3 valores, estos dependen del tipo de sismo y para ello existen 3 clasificaciones. En el caso de los tanques de almacenamiento de combustible en instalaciones industriales son del tipo I, aunque si no se tiene claridad siempre se debe escoger la opción más restrictiva.

Table E.5—Importance Factor (I) and Seismic Use Group Classification

Seismic Use Group	I
I	1.0
II	1.25
III	1.5

Fig. 3.26 Factor I

Para determinar los valores de los otros coeficientes la norma sigue los métodos establecidos en la ASCE 7, donde se define el movimiento de tierra como MCE_R que es el movimiento mas severo durante un sismo. Según esta definición es posible calcular los otros parámetros en función de MCE_R y utilizando el método cartográfico expuesto en la misma normativa.

Las tablas E.1 y E.2 nos muestran algunos parámetros que sirven para determinar la aceleración impulsiva.

Table E.1—Value of F_a as a Function of Site Class

Site Class	Mapped MCE _R Spectral Response Accelerations at Short Periods				
	$S_s \leq 0.25$	$S_s = 0.50$	$S_s = 0.75$	$S_s = 1.0$	$S_s \geq 1.25$
A	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
B	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
C	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0
D	1.6	1.4	1.2	1.1	1.0
E	2.5	1.7	1.2	0.9	0.9
F	a	a	a	a	a

^a Site-specific geotechnical investigation and dynamic site response analysis is required.

Table E.2—Value of F_v as a Function of Site Class

Site Class	Mapped MCE _R Spectral Response Accelerations at 1 Sec Periods				
	$S_1 \leq 0.1$	$S_1 = 0.2$	$S_1 = 0.3$	$S_1 = 0.4$	$S_1 \geq 0.5$
A	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
B	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
C	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3
D	2.4	2.0	1.8	1.6	1.5
E	3.5	3.2	2.8	2.4	2.4
F	a	a	a	a	a

^a Site-specific geotechnical investigation and dynamic site response analysis is required.

Fig. 3.27 Factores F_a y F_v

Y las clasificaciones por zonas de suelo también están descritas en la norma en la tabla E.3

Table E.3—Site Classification

Site Class	$\bar{v}_s$	N or N_{ch}	s_u
E	(< 180 m/s) (< 600 fps)	< 15	< 50 kPa (< 1000 psf)
D	180 m/s to 360 m/s (600 to 1200 fps)	15 to 50	50 kPa to 100 kPa (1000 psf to 2000 psf)
C	360 m/s to 760 m/s (1200 fps to 2500 fps)	> 50	100 kPa (> 2000 psf)
B	760 m/s to 1500 m/s (2500 fps to 5000 fps)		
A	> 1500 m/s (5000 fps)		

^a If the $\bar{v}_s$ method is used and the N_{ch} and s_u criteria differ, select the category with the softer soils (for example, use Site Class E instead of D).

Fig. 3.28 Clasificación por zona de suelo

Si no hay espectro de respuestas y solo se conoce la aceleración máxima del suelo (S_p), se aplican las siguientes relaciones:

$$S_s = 2,5S_p$$

$$S_1 = 1,25S_p$$

Aceleración espectral Convectiva

Cuando $T_c \leq T_L$;

$$A_c = K S_{D1} \left(\frac{1}{T_c} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) = 2,5 K Q F_a S_0 \left(\frac{T_s}{T_c} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) \leq A_i \quad \text{y,} \quad (53.1)$$

la segunda alternativa es cuando $T_c > T_L$;

$$A_c = K S_{D1} \left(\frac{T_L}{T_c^2} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) = 2,5 K Q F_a S_0 \left(\frac{T_s T_L}{T_c^2} \right) \left(\frac{I}{R_{wc}} \right) \leq A_i. \quad (53.2)$$

Se deben definir cada uno de los parámetros de estas ecuaciones, algunos ya se mencionaron con anterioridad, los otros se especificarán en los siguientes párrafos.

T_L : Período de transición regional, si no hay datos, se considera como 4 [s]

T_c : Período convectivo, calculado según $T_c = 1,8 K \sqrt{D}$ (54), con el coeficiente de período convectivo

K calculado como $K = \frac{0,578}{\sqrt{\left(\tanh\left(\frac{3,68 H}{D}\right) \right)}}$, o bien con el uso de gráficos que se especifican en la norma.

T_s : periodo calculado como $T_s = 0,2 \left(\frac{F_v S_1}{F_a S_s} \right)$. (55)

Con todos los parámetros definidos no es suficiente para calcular el momento, se necesitan definir igualmente los pesos de cada zona del líquido. Para ello se necesita el peso del contenido total del tanque (W_p) más las alturas de cada zona, impulsiva y convectiva.

Peso de zona Impulsiva

El cálculo de peso efectivo en la zona impulsiva se realiza según la relación existente entre el diámetro y la altura, de la siguiente manera:

1) Si $D/H \geq 1,333$

$$W_i = \frac{\tanh\left(\frac{0,866 D}{H}\right)}{0,866 \left(\frac{D}{H}\right)} \cdot W_p \quad \text{y la altura } X_i = 0,375 \cdot H \quad (56.1)$$

2) Si $D/H < 1,333$

$$W_i = \left(1 - 0,218 \left(\frac{D}{H} \right) \right) \cdot W_p \quad \text{y la altura } X_i = \left(0,5 - 0,094 \left(\frac{D}{H} \right) \right) \cdot H \quad (56.2)$$

Peso en Zona Convectiva

En lo que respecta a la zona convectiva, no hay una diferenciación por la relación del diámetro y la altura, por lo que se determina de la siguiente manera:

$$W_c = 0,230 \left(\frac{D}{H} \right) \tanh \left(\frac{3,67H}{D} \right) \cdot W_p \quad (57)$$

En lo que respecta al punto de acción se determina de la siguiente forma:

$$X_c = \left[\left(1 - \left(\frac{\cosh\left(\frac{3,67H}{D}\right) - 1}{\left(\frac{3,67H}{D}\right) \sinh\left(\frac{3,67H}{D}\right)} \right) \right) \right] \cdot H \quad (58)$$

Hasta este punto se han descrito todos los parámetros para determinar J, si se procede al cálculo y este da un resultado mayor a 0,785 se deberá realizar el cálculo de otros parámetros para comprobar si aún existe la posibilidad de que sea auto anclado.

- 2) **Esfuerzos en la pared:** determinar si será capaz de resistir las tensiones provocadas en su base por el movimiento sísmico.

Se debe comprobar que los esfuerzos provocados en la base son menores a los establecidos en la norma;

Si $J \leq 0,785$:

$$\sigma_c = \left(w_t(1 + 0,4A_v) + \left(\frac{1,273M_{rw}}{D^2} \right) \right) \cdot \left(\frac{1}{1000 \cdot t_s} \right) \quad (59.1)$$

Y si hay levantamiento con $1,54 \geq J > 0,75$ pero el tanque es estable, el esfuerzo se determina de la siguiente manera:

$$\sigma_c = \left(\frac{w_t \cdot (1 + 0,4A_v) + w_a}{1,607 - 0,18667(J)^{2.3}} \right) \cdot \left(\frac{1}{1000 t_s} \right) \quad (59.2)$$

Cada uno de los parámetros ya fueron definidos anteriormente, por lo que solo es necesario mencionar que, si las tensiones no están en los parámetros aceptables, aumentando el espesor de la plancha inferior del cuerpo se pueden disminuir las tensiones.

En el caso de que el tanque sea mecánicamente anclado por $J > 1,54$ o porque las cargas del viento así lo indican, las tensiones se calculan de la siguiente manera:

$$\sigma_c = \left(w_t(1 + 0,4A_v) + \left(\frac{1,273M_{rw}}{D^2} \right) \right) \cdot \left(\frac{1}{1000 \cdot t_s} \right) \quad (59.3)$$

Determinados los valores, es necesario comparar con los parámetros establecidos en la norma. En este caso la norma define F_c como estrés sísmico, y lo necesario es que las tensiones sean menores a este indicador y para esto también hay 2 condiciones.

$$\text{Cuando } \frac{GHD^2}{t^2} \geq 44; F_c = 83 \cdot \frac{t_s}{D} \quad (60.1)$$

$$\text{Cuando } \frac{GHD^2}{t^2} < 44; F_c = 83 \cdot \frac{t_s}{2,5 \cdot D} + 7,5 \cdot \sqrt{GH} < 0,5F_{ty} \quad (60.2)$$

Donde:

t : Espesor de la plancha estudiada [mm]

t_s : Espesor de la plancha inferior [mm]

F_{ty} : Tensión mínima (yield) de la plana en estudio [Mpa]

Luego solo queda resolver que se cumpla la desigualdad $\sigma_c \leq F_c$, si es así, se tendrá un tanque estable con las tensiones sísmicas.

- 3) **Cortante en la base:** Determina si el tanque es capaz de soportar la carga horizontal que aplica el sismo.

Para esta situación lo que se debe comprobar es que la fricción del tanque sea capaz de resistir las fuerzas cortantes ocasionadas en la situación de sismos.

La cortante ocasionada por sismo se calcula de la siguiente manera:

$$V = \sqrt{V_i^2 + V_c^2} \quad (61)$$

Es decir, la suma de las componentes convectivas e impulsivas, cada una calculada como:

$$V_i = A_i(W_s + W_r + W_f + W_i) \quad (62)$$

$$V_c = A_c W_c \quad (63)$$

Recordando cada término:

A_i : Aceleración del espectro de respuesta impulsivo [%g].

W_i : Peso de la porción de líquido en sección impulsiva [N].

W_s : Peso total de cuerpo más accesorios [N].

W_r : Peso total de techo más accesorios y 10% de nieve desbalanceada [N].

A_c : Aceleración del espectro de respuesta convectivo [%g].

W_c : Peso de la porción del líquido en sección convectiva [N].

W_f : Peso del suelo del tanque.

Ahora se debe comparar con la fuerza de fricción que se calcula de la siguiente forma:

$$V_s = \mu(W_s + W_r + W_f + W_p) \cdot (1 - 0,4A_v) \quad (64)$$

Donde;

μ : Coeficiente de roce del tanque con el suelo.

W_p : Peso total del contenido del tanque [N].

Como se mencionó anteriormente, lo necesario es comparar que las fuerzas de fricción sean mayores al esfuerzo cortante, es decir;

$$V_s \geq V$$

En caso de que no se cumpla será necesario diseñar anclajes.

- 4) **Desbordamiento del líquido:** comprobar si se desborda el líquido debido al oleaje que provoca el movimiento y en tal caso de que ocurra, se deben diseñar sobre alturas para contenerlo.

Para saber si el tanque sufrirá un desbordamiento no se necesitan muchos parámetros más que el diámetro del tanque, el grupo de uso sísmico (SUG) y el coeficiente de aceleración por oleaje. Conociendo estos 3 valores, se puede buscar en la tabla E.7 el factor δ_s que indica la altura medida desde el máximo nivel de líquido hasta el nivel máximo de elevación por movimiento sísmico.

Table E.7—Minimum Required Freeboard			
Value of S_{DS}	SUG I	SUG II	SUG III
$S_{DS} < 0.33g$	(a)	(a)	δ_2 (c)
$S_{DS} \geq 0.33g$	(a)	$0.7\delta_2$ (b)	δ_2 (c)
a. A freeboard of $0.7\delta_2$ is recommended for economic considerations but not required. b. A freeboard equal to $0.7\delta_2$ is required unless one of the following alternatives are provided. 1. Secondary containment is provided to control the product spill. 2. The roof and tank shell are designed to contain the sloshing liquid. c. Freeboard equal to the calculated wave height, δ_2, is required unless one of the following alternatives are provided. 1. Secondary containment is provided to control the product spill. 2. The roof and tank shell are designed to contain the sloshing liquid.			

Fig. 3.29 Factor S_{ds} según SUG

El freeboard o factor de desbordamiento se calcula de la siguiente forma $\delta_s = 0,42DA_f$, con A_f Coeficiente de aceleración por oleaje. Este último término se determina según el SUG y las siguientes expresiones;

Para SUG I y II:

$$T_c \leq 4; A_f = KS_{D1}I \left(\frac{1}{T_c} \right) = 2,5KQF_a S_0 I \left(\frac{T_s}{T_c} \right) \quad (65.1)$$

$$T_c > 4; A_f = K S_{D1} I \left(\frac{4}{T_c^2} \right) = 2,5 K Q F_a S_0 I \left(\frac{4 T_s}{T_c^2} \right) \quad (65.2)$$

Para SUG III:

$$T_c \leq T_L; A_f = K S_{D1} I \left(\frac{1}{T_c} \right) = 2,5 K Q F_a S_0 I \left(\frac{T_s}{T_c} \right) \quad (65.3)$$

$$T_c > T_L; A_f = K S_{D1} I \left(\frac{4}{T_c^2} \right) = 2,5 K Q F_a S_0 I \left(\frac{4 T_s}{T_c^2} \right) \quad (65.4)$$

Estas comprobaciones son las últimas asociadas al diseño sísmico, de no cumplirse los requerimientos establecidos en la norma hay que hacer modificaciones al diseño del tanque, que pueden ser un cambio de espesor en las planchas o incluir anclajes que se diseñarán de acuerdo con los establecido en las cargas de viento, solo que a las cargas se deben agregar las provocadas por los sismos.

3.7 Manhole y Conexiones

Los manholes o “entradas de hombre” son aberturas en la envolvente o techo del tanque y permiten la entrada de trabajadores para realizar inspecciones, reparaciones o el mantenimiento al interior del tanque.

Las dimensiones y espesores de las entradas de hombre se especifican en el apartado del apéndice 5 sobre aberturas en la envolvente. Para las entradas de hombre se entrega la siguiente tabla con dimensiones y espesores según el nivel de líquido diseñado.

Table 5.3a—Thickness of Shell Manhole Cover Plate and Bolting Flange (SI)

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9	Column 10
Max. Design Liquid Level m H	Equivalent Pressure ^a kPa	Minimum Thickness of Cover Plate ^b (t_c), mm				Minimum Thickness of Bolting Flange After Finishing ^b (t_f), mm			
		500 mm Manhole	600 mm Manhole	750 mm Manhole	900 mm Manhole	500 mm Manhole	600 mm Manhole	750 mm Manhole	900 mm Manhole
5	49	8	10	12	13	6	7	9	10
6.5	64	10	11	13	15	7	8	10	12
8.0	78	11	12	14	17	8	9	11	14
9.5	93	12	13	16	18	9	10	13	15
11	108	12	14	17	20	9	11	14	17
13	128	13	15	18	21	10	12	15	18
16	157	15	17	20	23	12	14	17	20
19	186	16	18	22	26	13	15	19	23
23	225	18	20	24	28	15	17	21	25

Fig. 3.30 Dimensiones para aberturas según espesor de envolvente. Fuente API 650

En el caso de las entradas instaladas en el techo, se tienen las siguientes dimensiones:

Table 5.13a—Dimensions for Roof Manholes (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6	Column 7	Column 8	Column 9
Size of Manhole	Diameter of Neck ID^a	Diameter of Cover Plate D_C	Diameter of Bolt Circle D_B	Number of Bolts	Diameter of Gasket		Diameter of Hole in Roof Plate or Reinforcing Plate D_P	Outside Diameter of Reinforcing Plate D_R
					Inside	Outside		
500	500	660	597	16	500	660	524	1050
600	600	762	699	20	600	762	625	1150
^a Pipe may be used for neck, providing the minimum nominal wall thickness is 6 mm (ID and D_P shall be adjusted accordingly.) NOTE See Figure 5.16.								

Fig. 3.31 Dimensiones para aberturas en techo. Fuente API 650

Las dimensiones de conexiones y bridas deben estar de acuerdo con las Fig. 3.30, tablas que se especifican en la sección de aberturas del tanque. Si se cumplen ciertas condiciones, las conexiones pueden estar a ángulos diferentes de 90 °.

Las conexiones bridadas deberán estar de acuerdo con la norma ASME B16.5 para clase 150.

3.8 Venteo y Mitigación de Gases

Los tanques de techo fijo o flotante diseñados según la norma API 650 deben ser venteados en condiciones normales de operación y en condiciones de emergencia. Para ello, cada tanque debe cumplir con lo establecido en el apéndice H de la norma.

El venteo debe ser oportuno para que presiones internas o externas no excedan las presiones de diseño, y debe cumplir con los requerimientos especificados en el estándar API 2000.

Cuando se diseña un tanque y se escoge el techo, en ocasiones elegir el techo flotante es un elemento que aporta a la mitigación de gases, a continuación, se ahondará en información respecto de este tipo de techos.

Techos Flotantes

El uso de techos flotantes sirve para evitar la sobrepresión y fenómenos de vacío en el interior del tanque. Este tipo de techo fue diseñado después de la primera guerra mundial, según los estudios realizados para mitigar las pérdidas de combustibles almacenados, se llegó a la conclusión que gran parte de estas pérdidas es producto de la evaporación del fluido, y en este sentido los techos flotantes son capaces de disminuir esta evaporación y consecuentemente la contaminación provocada por esta, además se disminuyen las pérdidas económicas.

Existen 3 tipos de techos flotantes; internos, externos de cubierta simple y externos de cubierta doble. El diámetro de este tipo de techos suele ser unos 400 [mm] más pequeño al diámetro del tanque, esto le da espacio por los costados para tener movilidad vertical a medida que baje el nivel de combustible en el tanque.

Para el diseño de techos flotantes es necesario tener en consideración más elementos que solo columnas y vigas estructurales, los de cubierta simple tiene pontones que le permiten flotar y en el caso del doble, tiene espacios entre las planchas que le permiten flotar a pesar de ser más pesados.

La norma API 650 cubre el diseño de techos flotantes en el apéndice C donde se describe su uso y requisitos mínimos dadas las siguientes condiciones.:

- La placa y los dos compartimentos de pontones perforados y techo inundado.
- Precipitaciones de 250 [mm] en un período de 24 horas.

En este caso el diseño estructural no es lo esencial ya que dependerá del diseñador encargado, aunque muchas veces esto puede ser un factor que provoque más fallas según los parámetros de diseño. Sin embargo, es importante enfocarse en los accesorios de este tipo de techos. A continuación, se describen cada uno de estos elementos.

Sistemas de Sellado

El uso de sello tiene 2 objetivos principales, el primero es evitar que se escape el vapor hacia la atmósfera y el segundo es que evite la entrada de agua lluvia al interior del tanque. También debe soportar los movimientos verticales por llenado o vaciado de tanque y los asociados a cargas de viento y sismo.

En techos flotantes normalmente se tienen 2 tipos de sellos; primario y secundario. El diseño de los sellos no está estandarizado por lo que dependerá del fabricante la adaptación del sello a las necesidades del tanque.

El sello primario puede ser de tipo metálico de zapata, o no metálico de sello resiliente. Ambos tienen 2 configuraciones, el de zapata puede ser tipo pantógrafo o tijera y el de sello resiliente puede ser líquido o de espuma. La elección dependerá del fabricante.

El sello secundario está montado en la parte superior del sello primario y tiene como propósito disminuir el vapor y también los olores asociados al combustible almacenado.

Soporte del techo

El soporte se refiere a elementos que están instalados al fondo del tanque para soportar el peso del techo cuando se ha vaciado por completo, esto evita que el techo colisione con accesorios internos del tanque y también proporciona espacio suficiente para la entrada de operarios al interior.

La norma establece que este tipo de soporte puede ser extraíble o no, y que el área donde se instalen debe tener doble placas soldadas. Además, se debe diseñar para soportar una carga viva uniforme de al menos 1,2 [kPa].

Sistemas de drenaje

El sistema de drenaje es una de las principales preocupaciones en el diseño de techos flotantes ya que si no funciona correctamente se puede ver afectado el combustible almacenado. El dimensionamiento de estos drenajes debe realizarse bajo la premisa de que no se almacena gran cantidad de agua lluvia a tal punto que haya inclinación del techo o interfiera en el funcionamiento de este.

El sistema de drenaje es un sistema de tuberías flexibles que van por el interior del tanque y se libera el líquido a través de una boquilla en la parte inferior de la pared del tanque, para evitar el contraflujo se instala una válvula de retención a la entrada del drenaje.

Venteo

Para evitar sobrecarga en el techo o el sello se instalan venteos automáticos de purga para ventilar el aire hacia o desde la parte interior en el proceso de llenado y vaciado del tanque.

El sistema de venteo se diseña según los requisitos establecido en la norma API 2000, para saber el área de venteo se debe realizar el siguiente cálculo:

$$Q = K \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \text{ con } H = \frac{\Delta P}{\gamma} \quad (66)$$

Donde:

Q: Flujo máximo o caudal de vaciado/llenado.

A: área de ventilación.

K: coeficiente de descarga que suele ser 0,62.

ΔP : Diferencia de presiones.

γ : Peso específico del aire.

Con estas ecuaciones podemos despejar el área de ventilación, y se obtiene lo siguiente:

$$A = \frac{Q}{K} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2 \cdot g \cdot \Delta P}} \quad (67)$$

Que representa el área mínima de paso del venteo. Para saber el número adecuado de venteos, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$N_{\text{venteos}} = \frac{A_{\text{requerida}}}{A_v} \quad (68)$$

Donde:

$N_{venteos}$: Número de venteos necesarios

$A_{vrequerida}$: Área de viento requerida

A_V : Área de venteo preseleccionada

En caso de que el resultado sea de un solo venteo, sería necesario, por seguridad, considerar un segundo venteo en caso de que se trate de un techo de doble cubierta.

Dispositivos de centrado y antirrotación

La norma API 650 indica que es necesario tener un poste guía para evitar que el techo gire y se mantenga centrado. Este tipo de varillas deben tener la capacidad de resistir fuerzas laterales provocadas por las escaleras del techo, además de las cargas desiguales de nieve y viento.

Escaleras rodantes y plataformas

Las escaleras serán la forma de acceso al techo del tanque, por lo que deben estar unidas a la parte superior de la envolvente del tanque por un lado y por el otro unida al techo. En el extremo unido al techo se encuentra un eje con ruedas que puede moverse en guías metálicas instaladas sobre el techo, esto permite que las escaleras se adapten a medida que se mueve verticalmente el techo.

Por lo que al momento de diseñar el techo se debe considerar tanto el peso de la escalera, como la carga localizada que se genera en el extremo inferior de la escalera.

Sistemas contra incendios

Cuando se producen incendios en este tipo de techos suelen desarrollarse en la unión del techo y la envolvente, provocados por una falla en los sellos u otros motivos. Por lo mismo necesitan contar con un mecanismo contraincendios enfocado en estas áreas, el sistema utilizado en este tipo de techos es de tipo espuma, es decir, se suministra una mezcla de espuma expandida sofocante de llamas para extinguir el fuego.



Fig. 3.32 Techos flotantes. Fuente Prefire.es

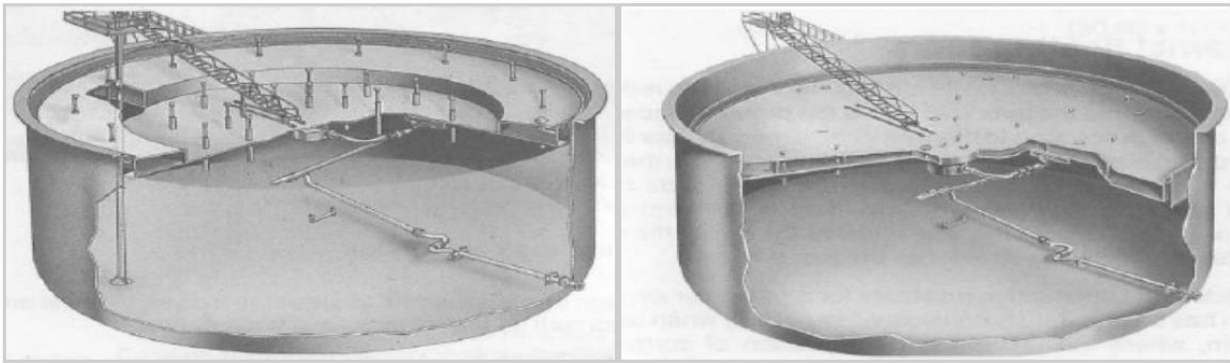


Fig. 3.33 y 3.34 Tanque cubierta simple (Izq) y tanque de cubierta doble (Dcha.). Fuente storagetechn

Capítulo IV: Puesta en Servicio

4.1 Montaje y ensamble

Para el montaje de tanques, es necesario que el cliente y/o comprador se haga cargo de la cimentación y nivelación del lugar donde se levantará el tanque. Una vez lista la cimentación, se entrega a la empresa encargada del montaje.

Además, según lo dispuesto en el DS N° 160 se debe tener control de derrames, para lo cual es necesario mantener una zona de protección adecuada. Esta zona debe contar con pretilos de contención que sean estancos y tengan la capacidad suficiente para contener al menos el volumen del mayor tanque ubicado dentro de ella.

Es fundamental que estas estructuras sean impermeables al CL que se almacena, y los muros no deben superar los 1,8 metros de altura. Por otro lado, los sistemas de drenaje diseñados deben ser efectivos para prevenir que cualquier derrame de CL cause daños ambientales.

Para el montaje del tanque, se debe contar con un adecuado plan de trabajo que permitirá ir realizando inspecciones y verificaciones en cada paso. Basándose en los que establece la empresa “Euro Tank Works”, un plan de trabajo para el montaje y ensamble tendría las siguientes etapas;

- 1) Montaje del fondo.
- 2) Montaje de la envolvente.
- 3) Montaje y soldadura del techo.
- 4) Instalación de placas de acceso y tuberías.
- 5) Control de calidad y pruebas

Para cada etapa del montaje se debe contar con equipo y maquinaria especializada, además es necesario cumplir especialmente con las especificaciones de soldadura dadas en la norma API 650.

4.2 Calibración

Para autorizar el uso de tanques, estos deben pasar por un proceso de calibración con un organismo calibrador, certificado por el servicio de aduanas.

Según lo establecido en el anexo 6 de la resolución exenta N°3326/2018 del Servicio Nacional de Aduanas, los organismos calibradores deben confeccionar tablas de calibración según lo dispuesto en la norma MPMS 2.2A. Las tablas tendrán una vigencia de 10 años desde la fecha de emisión, salvo cuando se realizan modificaciones, tales como;

- Tanque cambia de lugar
- Se modifica obra muerta o fondo del tanque
- El tanque se somete a cualquier modificación que afecte su capacidad, ejemplo; cambio de planchas.

En el caso de los tanques cilíndricos verticales que no cuenten con recubrimiento exterior, cuando se cumplan 5 años de la autorización del uso del tanque se debe presentar en aduana un “Certificado de medición de variables”, con el fin de validar las capacidades y uso del tanque para que se mantenga hasta cumplir los 10 años. En el caso de que el tanque no cumpla con los criterios y no se pueda emitir el certificado, se debe realizar todo el proceso de calibración nuevamente.

4.3 Certificación

Al igual que la calibración, la certificación debe ser realizada por empresas externas debidamente autorizadas por la SEC para la obtención del TC8.

El proceso de certificación debe realizarse según protocolo PC 111/2 "Inspección de Tanques de Acero en Servicio, Instalados en Superficie, para Almacenamiento de Combustibles Líquidos".

Según el protocolo, en la sección “II REQUISITOS MÍNIMOS” deben realizarse diferentes métodos de ensayos no destructivos de inspección, entre ellos:

- Inspección visual
- Inspección radiográfica
- Medición de espesores
- Prueba de hermeticidad de acuerdo con artículo 10, apéndice L del ASME, Sección V, Edición 1992 o posterior.

Los criterios de aprobación o rechazo de la certificación están de acuerdo con lo dispuesto en la Norma API 653 para los tanques construidos in situ.

Para la certificación, los laboratorios o entidades de Certificación deben asegurar que todos y cada uno de los tanques de almacenamiento de combustibles líquidos, cumplan con los requisitos mínimos señalados en el Capítulo II, del PC111/2011.

El certificado de aprobación de inspección y/o reparación de tanques de acero para almacenamiento de combustibles líquidos, deberá incluir a lo menos los informes de ensayos y documentos, tales como:

- a. Informe de inspección radiográfica.
- b. Informe de medición de espesores.

- c. Informe de inspección visual interior (cuando corresponda).
- d. Informe de inspección visual exterior.
- e. Informe de inspección de: soportes y refuerzos, hilos de coplas y niples, conexiones de tuberías y niples.
- f. Informe de ensayos adicionales (cuando corresponda).
- g. Informe de prueba de hermeticidad.

4.4 Inspección

La inspección de tanques se debe realizar según lo establecido en la norma API 653, y en el caso de que existan conflictos respecto de los estándares expuestos en esta norma con respecto a la API 650, debe predominar API 653 para tanques que han sido puestos en servicio.

Para determinar los intervalos de inspección se deben considerar diversos factores, entre ellos;

- a. La naturaleza del producto almacenado.
- b. Los resultados de los chequeos visuales de mantenimiento.
- c. Tolerancias y ratas de corrosión.
- f. Los métodos y materiales de construcción y reparación.
- g. La localización de los tanques, tal como aquellos que estarían en áreas aisladas o de alto riesgo.
- h. El riesgo potencial de contaminación de aire o agua.
- i. Sistemas de detección de fugas.
- j. Cambio en el modo de operación (por ejemplo: frecuencia del ciclo de llenado, frecuencia de aterrizaje de las piernas de soporte del techo flotante.).
- k. Requerimientos jurisdiccionales.
- l. Cambios en el servicio (incluyendo cambios en los fondos de agua).
- m. La existencia de fondo doble o una barrera de prevención alcanzable

Es importante considerar la historia del servicio del tanque, ya que esta información permite programar inspecciones con una frecuencia equivalente con la rata de corrosión del tanque. Además, en el DS N°160 se establece que los tanques de superficie construidos in situ deben ser inspeccionados según lo establecido en

las tablas XVA y XVB (Fig. 4.1 y 4.2) para tanques con protección catódica.

Es importante que los resultados obtenidos de cada inspección sean registrados adecuadamente para que los operadores puedan implementar acciones correctivas. Las reparaciones o modificaciones que se hagan en el tanque deben estar de acuerdo con la norma API 653.

Tipo de inspección	Método	Frecuencia	Objetivo
En servicio	Inspección Visual	Mensual	Examinar el estado del exterior del tanque, en busca de evidencias de fugas, distorsiones en el manto, signos de asentamiento, corrosión, condición de la fundación, estado del recubrimiento y sistema de aislamiento, si corresponde.
En servicio, inspección exterior	Inspección visual del manto y techo	Cada 5 años	Verificar verticalidad, desviaciones locales y redondez. Determinar calidad de las soldaduras.
	Medición de espesores	De acuerdo a protocolo ¹⁾	Medir y evaluar espesores del manto, techo, entre otros.
Fuera de operación, inspección interior	Inspección Visual	Cada 10 años	Evaluar espesores del fondo y manto. Identificar y evaluar el asentamiento del fondo.
	Medición de espesores del fondo	De acuerdo a protocolo ¹⁾	Verificar corrosión y fugas en el fondo.

Fig. 4.1 Tabla XV. Fuente DS N°160

Tipo de inspección	Método	Ítem	Frecuencia
En servicio	Control de la Protección Catódica	Medición de potenciales de protección catódica.	Mensual
		Control de la efectividad de la protección catódica.	Anual
		Control de fuentes de corriente impresa.	Bimensual
		Control de los dispositivos de aislación, continuidad de las uniones y aisladores.	Bimensual
		Control de los medios protectores de corriente impresa.	Anual

Fig. 4.2 Tabla XV b. Fuente DS N° 160

Capítulo V: Inertización y disposición de residuos

5.1 Fallas y accidentes comunes en tanques

Los tanques de almacenamiento pueden fallar de diferentes formas, pudiendo afectar su integridad estructural, funcional o de seguridad.

Según un estudio realizado el año 2004 “*A study of storage tank accident*”², que toma en consideración 242 accidentes acontecidos entre el año 60’ y 2000, 74% de ellos ocurridos en industrias petroquímicas y de almacenamiento, ubicados en Asia, Europa y América del norte.

Entre las causas más comunes de los accidentes están los producidos por rayos y errores en mantenimiento. Lo que respecta a impactos de rayos, el 80% de los accidentes fueron de impacto directo lo que provocó voladuras de techo y destrucción masiva, y como consecuencia de lo mismo, se producen incendios y derrames de combustibles. Si bien existen normas como la NFPA78/780 que describe el problema, no entrega soluciones efectivas.

Con respecto a los errores de mantenimiento, estos pueden ocurrir por una mala planificación o por no tomar las precauciones de seguridad al estar realizando limpiezas, soldaduras o cambios en la estructura del tanque. También ocurren porque los operarios no cumplen con normas de seguridad, resultando en explosiones e incendios de gran envergadura.

Otra causa son los errores operacionales, y en estos se incluyen los que involucran corrosión de materiales, sobrepresión en tuberías, fallas en válvulas de seguridad y presión y errores en sistemas de transferencia de fluidos. Este tipo de accidente también tiene como consecuencias principales los derrames e incendios que si no se controlan adecuadamente conlleva a pérdidas millonarias. De todos los accidentes estudiados, los techos más afectados son los de tipo flotante y en segundo lugar los de techo cónico, además de todos los tanques con problemas de desbordamiento, un 87% terminó en incendios.

Otro tipo de fallas son las estructurales debidas a desastres naturales como terremotos o huracanes, que provocan grietas y rupturas, con mayor frecuencia en el fondo del tanque y en bordes de las soldaduras. Las grietas y rupturas también pueden ser provocadas por el envejecimiento y corrosión de los materiales.

El estudio concluye con un diagrama de pescado donde se presentan las causas comunes para los accidentes en tanques, además se menciona que “*La mayoría de estos accidentes de tanques podrían haberse evitado si se hubiera practicado una buena ingeniería en el diseño, la construcción, el mantenimiento y la operación, y si se hubiera implementado y ejecutado un programa de gestión de seguridad*”.

² James I. Chang, Cheng-Chung Lin

El diagrama de flujo de causas de accidentes de tanque se estructura de la siguiente manera:

- ERRORES OPERACIONALES**
 - Válvula de drenaje abierta accidentalmente
 - Sobrellenado
 - No sigue procedimiento operacional
 - Se mueven vagones cisterna en plena carga
 - Ventoe cerrado durante la carga de combustible
- FALLA DE EQUIPO/ INSTRUMENTOS**
 - Falta de válvulas de alivio abiertas accidentalmente
 - Falta de calentador
 - Válvula GLP congelada
 - Fuga de aceite por error de operarios
 - Indicador de Nivel
- RAYOS**
 - Fuga en sellos de borde
 - Fuga de líquido inflamable por junta
 - Rotura en válvula de descarga
 - Sobrecalentamiento en calentador de vapor
 - Válvula de ventoe cerrada
- ELECTRICIDAD ESTÁTICA**
 - Malta conexión a tierra
 - Corte de sellos
 - Transferencia de fluidos
 - Procedimiento de muestreo inadecuado
 - Transferencia de sólidos
 - Golpe Directo
- ERRORES DE MANTENIMIENTO**
 - Chispas
 - Motor y hts. utilizadas a prueba de explosiones
 - Atajo de Circuito
 - Soldadura
 - Chispas de transformados
 - Malta conexión a tierra de equipos de soldadura
- GRIETA EN TANQUE**
 - Soldadura deficiente
 - Distorsión en la carcasa
 - Fabricación deficiente
 - Corrosión
 - Sulfato microbiológico Bacterias reductoras
 - Retroceso del líquido a alta presión de los recipientes aguas abajo
- ROTURA/FUGA EN TUBERÍAS**
 - Baja Temperatura
 - Hundimiento
 - Fuga en bombas
 - Corte por robo de aceite
 - Línea de propano rota
- MISCELÁNEOS**
 - Fuga de líquido inflamable por un sello
 - Cortes provocados accidentalmente
 - Reacción fuera de control
 - Llama abierta (fuego en el suelo, fumar, llama, etc.)
 - Ataques terroristas
 - Robo
 - Incendio provocado
 - Terremoto/turacanes

Todas estas causas convergen en el resultado final: **ACCIDENTE DE TANQUE**.

Como se mencionó anteriormente el estudio no incluye a América Latina, pero en las últimas décadas han ocurrido accidentes que provocaron incendios y muerte de operarios, entre los que destacan el ocurrido en la refinería de Catano Puerto Rico, donde se incendiaron 14 tanques el año 2009, otro accidente ocurrido en Venezuela conocido como la tragedia de Amuay el año 2012 donde la explosión de un tanque provocó un incendio que no pudo ser controlado y se propagó a otros tanques. Por último, el accidente más reciente en la zona de matanza de Cuba el año 2022 como consecuencia de un rayo que cayó directamente sobre un tanque que estaba a media capacidad, esto provocó un incendio que terminó en la explosión del tanque.



86

5.2 Desmantelamiento de tanques

El desmantelamiento de tanques superficiales está regulado en la sección 10 de la norma API 653, junto con las especificaciones dadas en el DS N°160, aunque es importante destacar que el DS N°160 solo entrega información respecto a la documentación que se debe entregar en la SEC cuando se realiza el cierre de un tanque.

Los criterios para llevar a cabo el desmantelamiento de tanques son:

- Aspectos preoperativos (seguridad ocupacional).
- Planes de emergencia.
- Equipo y dispositivos para el desmantelamiento.

Según lo establecido en la norma API 653, antes de proceder al desmantelamiento se debe hacer una limpieza y liberación de gases con el fin de evitar posibles explosiones. Esto implica inertización, desenergizado y despresurizado de tuberías, ductos, conexiones y del propio tanque.

Una vez preparado el tanque para el desmantelamiento, se deben cortar las láminas de techo, cuerpo y fondo en piezas de tamaño que permitan ser transportables a un nuevo sitio y también se deben enumerar para saber el orden de montaje. A continuación, se describe la forma de desmantelar cada parte del tanque:

Techo

Las láminas se cortan deshaciendo las soldaduras de traslape o cortando las soldaduras remanentes. Las estructuras soportantes se desmantelan removiendo los espárragos o deshaciendo las soldaduras de fijación de las estructuras.

Cuerpo

Para desmantelar las láminas del cuerpo se deben combinar métodos, que son;

- 1) Los anillos del cuerpo se desmantelan cortando juntas de soldadura y la zona afectada por el calor de soldadura (HAZ).
- 2) Si la soldadura del anillo es menor a ½" se puede desmantelar cortando solo la soldadura.
- 3) Desmontar los anillos haciendo cortes verticales y/u horizontales a través del cuerpo, excepto donde crucen las soldaduras existentes.

Si el tanque cuenta con anillos rigidizadores, estos pueden acondicionarse a la placa o remover cortando las soldaduras de fijación. Las áreas donde se remueven los accesorios se deben esmerilar a ras con las láminas del cuerpo. Se debe cortar el cuerpo desde la lámina del fondo a lo largo de la línea B-B como se muestra en

la figura 5.3.

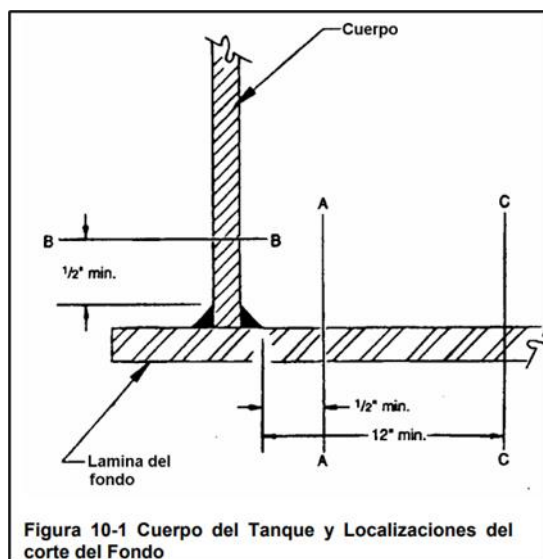


Fig. 5.3 Tipos de cortes de soldadura. Fuente API 653

Fondo

Las láminas del fondo se deben cortar deshaciendo soldaduras traslapadas, o cortando a lo largo de la soldadura a un mínimo de 2" desde las soldaduras existentes, excepto donde los cortes crucen las uniones soldadas existentes.

Si se utiliza el fondo, cualquiera de los siguientes métodos es aceptable:

- 1) Se pueden cortar las láminas del fondo desde el cuerpo a lo largo de la línea A-A y la línea B-B como se muestra en la figura 5.3, desechando las soldaduras y la lámina del fondo unidas al cuerpo.
- 2) Si se va a utilizar el fondo entero, se puede cortar desde el cuerpo en la línea C-C dejando es cuerpo con una parte del fondo.
- 3) Si el tanque tiene un anillo anular soldada a tope, se puede dejar unido al cuerpo o se remueve del cuerpo cortando a lo largo de la línea B-B o de otra manera se remueve la soldadura existente del cuerpo al anillo anular.

5.3 Disposición final de instalaciones.

En el decreto N°160 el que establece el "Reglamento de Seguridad para las Instalaciones y Operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos", dispone en su artículo 14 que es responsabilidad de los propietarios del tanque el término definitivo de las operaciones.

Además, se establece que todos los tanques puestos fuera de servicio deben ser vaciados de combustibles, estar liberados de vapores y resguardados de intervención por parte de terceros. Previo al cierre o extracción de un tanque, el propietario deberá enviar un informe a la SEC con la siguiente información;

- a) Identificación de la instalación.
- b) Fecha de cierre y/o extracción.
- c) Identificación de los elementos de la instalación de CL a ser cerrados y/o extraídos.
- d) Procedimiento de cierre y/o extracción a emplear.

Todo tanque que se ha extraído de su sitio debe emplazarse en un área segura debiendo además cumplir con los siguientes requisitos;

- a) Medir mensualmente la concentración de vapores dentro del tanque.
- b) Mantener una abertura de 6 [mm] para evitar el aumento de la presión del tanque.

En caso de cierre definitivo, en un máximo de 30 días el propietario debe reemitir un plano actualizado de las instalaciones.

Si el tanque es sacado de servicio solo temporalmente, podría ser reutilizado si cumple con las disposiciones aplicables del DS N° 160 y con procedimientos establecidos por la SEC, y por supuesto con lo dispuesto en las normas API 653 y API 650.

CONCLUSIONES

Se ha elaborado una guía para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento motivada por la demanda de combustibles en la industria nacional, que abarca procesos industriales de diversa índole. Esta demanda tiene como resultado una dependencia sobre el 90% a la importación de este producto lo que ha generado la necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento. En la actualidad la capacidad que se tiene para cubrir la demanda en caso de alguna emergencia es de 6 días, tiempo muy acotado si se piensa en la dependencia que esto supone a nivel nacional. En este contexto, es fundamental mejorar la capacidad e infraestructura para asegurar una adecuada recepción y manejo del combustible.

En Chile las grandes empresas distribuidoras de combustible comparten los parques de almacenamiento, por tanto, se limita la capacidad de reserva de cada una. Aumentar la capacidad de almacenamiento permitiría que cada empresa mantenga su propio stock y, en condiciones adversas para la llegada de combustibles, contribuiría a satisfacer las necesidades del país de manera más efectiva.

Por otra parte, muchos de los tanques actualmente en uso se construyeron hace décadas y requieren modificaciones para cumplir con las certificaciones vigentes. Conocer los cambios en la normativa puede ayudar a mejorar la calidad de estos tanques y proporcionar la información necesaria para gestionar las modificaciones con la máxima seguridad para los operadores.

La elaboración de una pauta para el rescate de datos está referida a lo que indica la norma API 650 sobre tanques de almacenamiento superficial que funcionan a presión atmosférica, y se incluye todo lo indicado en la normativa chilena a cerca de estructuras industriales y también sobre cargas de sismos y vientos, dadas las condiciones específicas de cada región del país.

Al diseñar tanques de almacenamiento, un aspecto fundamental es conocer la capacidad que se requiere. Esto permite establecer las medidas de altura y diámetro, que posteriormente se ajustarán según el material elegido para la estructura del tanque. Según la experiencia de la industria y lo establecido en los cálculos de cargas sísmicas, la relación ideal entre diámetro y altura debe ser superior a 1,33, lo que proporciona una mayor estabilidad a la estructura, a menudo eliminando la necesidad de anclajes.

En cuanto a la determinación de los espesores del cuerpo del tanque, el método "de un pie" es uno de los más sencillos de aplicar. A través de cálculos simples que determinan los esfuerzos provocados en las paredes producto de las cargas hidrostáticas del líquido almacenado, se pueden determinar los espesores del tanque, que disminuirán a medida que se acerquen al techo. Esto se debe a que la carga ejercida por el líquido es mayor en la parte inferior, lo que requiere espesores más robustos en las alturas más bajas.

Para optimizar la eficiencia y seguridad de los tanques de almacenamiento, se recomienda considerar varias mejoras estructurales. Las formas cilíndricas son ventajosas para los tanques, y las estructuras metálicas pueden mejorar el rendimiento y la durabilidad. Además, usar techos flotantes es una opción eficaz para mitigar la emisión de gases de escape; pero su construcción es más compleja por los elementos adicionales que aumentan el peso de la estructura. Esto requiere la incorporación de vigas más resistentes para soportar el peso adicional. Sin embargo, sigue siendo una opción bastante acertada si se piensa en una mitigación a largo plazo, además contribuyen al cuidado del medio ambiente lo que supone una mejor relación con la comunidad donde están instalados estos tanques.

Es fundamental señalar que las normativas existentes abarcan el diseño de boquillas y salidas de hombre, pero no incluyen especificaciones para las conexiones con tuberías de vaciado/llenado ni de oleoductos. Por consiguiente, la planificación y construcción de un tanque debe integrar diversas disciplinas de ingeniería relacionadas tanto con su diseño como con su edificación, para asegurar una implementación integral y segura del sistema.

Por último, es necesario contar con métodos de inspección para los tanques que permitan llevar un registro de las necesidades estructurales que vaya apareciendo a lo largo de su vida útil, esto asegura mantenciones acordes a necesidades específicas y también permite planificar a largo plazo el uso y/o des habilitación de estas estructuras.

BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute. (2020). API Standard 650: Welded tanks for oil storage (7th ed.). <https://www.api.org/products-and-services/standards/650>
- American Petroleum Institute. (2003). *API Standard 653: Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction*. <https://www.api.org/products-and-services/standards/653>
- Agostini, C. A., & Saavedra, E. (2009). *La industria del petróleo en Chile*.
- Comisión Nacional de Energía. (2022). *Anuario estadístico de energía 2022*. <https://www.cne.cl/>
- Comisión Nacional de Energía. (2024). *Venta mensual de combustibles - julio 2024* [Archivo de Excel]. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/07/Venta_mensual_combustibles-23-07-2024.xlsx
- Chang, J. I., & Lin, C.-C. (2005). Un estudio sobre accidentes en tanques de almacenamiento *Journal of Loss prevention in process industries*, 19,51-59.
- Donoso Rojas, C. (2022). En defensa de lo que nos pertenece: Estado e industria petrolífera en Chile (1940-1960). *Anuario Centro de Estudios Económicos de la Empresa y el Desarrollo*, 18, 99–132.
- Emerson. (2021). *La guía del ingeniero para la medición de tanques*.
- Formación Industrial. Curso “*Diseño de tanques metálicos según API 650. Cálculo y ejecución*.” <https://www.formacion-industrial.com>
- Inspenet. (2021). Modos de falla en tanques de almacenamiento. *Inspenet*. <https://inspenet.com/articulo/modos-de-falla-en-tanques-de-almacenamiento/>
- Instituto Nacional de Normalización. (2023). *NCH 2369: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales*. <https://www.inn.cl/>
- Interferencia. (2023). *Cartel de la bencina: llega a la Suprema consulta de la FNE por posibles prácticas*. <https://interferencia.cl/articulos/cartel-de-la-bencina-llega-la-suprema-consulta-de-la-fne-por-posibles-practicas>.
- Ilufi Pacheco, R. A. (2022). *Procedimiento de inspección de tanques de almacenamiento de la industria petroquímica, según API 653* [Tesis de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María]. Repositorio Digital USM. <https://hdl.handle.net/11673/54221>
- Jódar Arce, C. (2015). *Diseño automático de tanques de acero con techo fijo, según API 650* [Proyecto fin de grado, Universidad de Sevilla]. Departamento de Ingeniería de la Construcción y Proyectos de Ingeniería.
- Myers, P. E. (1997). *Above ground storage tanks* (1. ed.). McGraw Hill LLC.
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2020). *Decreto N.º 160: Reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos*.
- Ministerio de Energía de Chile. *Política energética de Chile 2050*. <https://www.energia.gob.cl/>

- Martínez Castellón, A. J. (2020). *Diseño y cálculo estructural de tanque para industria petroquímica y de cunas para su transporte* [Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, Universitat Jaume].
- Ramos González, G. (2012). *Industria y mercado de combustibles líquidos en Chile* [Presentación de PowerPoint].
- Servicio Nacional de Aduanas. (2018). *Resolución Exenta N.º 3626: Anexo 6*.
- Underwriters Laboratories. (año de publicación). *UL 142: Standard for Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids*. <https://www.ul.com/>

ANEXOS

I. CARGAS QUE PROVOCAN LEVANTAMIENTO

Tabla 5.20 para el cálculo de cargas según API 650.

Uplift Load Case	Net Uplift Formula, U (N)	Allowable Anchor Bolt or Anchor Strap Stress (MPa)	Allowable Shell Stress at Anchor Attachment (MPa)
Design Pressure	$[P_i \times D^2 \times 785] - W_1$	$^{5/12} \times F_y$	$^{2/3} F_{ty}$
Test Pressure	$[P_t \times D^2 \times 785] - W_3$	$^{5/9} \times F_y$	$^{5/6} F_{ty}$
Wind Load	$P_{WR} \times D^2 \times 785 + [4 \times M_{WS}/D] - W_2$	$0.8 \times F_y$	$^{5/6} F_{ty}$
Seismic Load	$[4 \times M_{TW}/D] - W_2 (1 - 0.4A_v)$	$0.8 \times F_y$	$^{5/6} F_{ty}$
Design Pressure ^a + Wind	$[(F_p P_i + P_{WR}) \times D^2 \times 785] + [4 M_{WS}/D] - W_1$	$^{5/9} \times F_y$	$^{5/6} F_{ty}$
Design Pressure ^a + Seismic	$[F_p P_i \times D^2 \times 785] + [4 M_{TW}/D] - W_1 (1 - 0.4A_v)$	$0.8 \times F_y$	$^{5/6} F_{ty}$
Frangibility Pressure ^b	$[3 \times P_f \times D^2 \times 785] - W_3$	F_y	F_{ty}

where

A_v is the vertical earthquake acceleration coefficient, in % g;

D is the tank diameter, in meters;

F_p is the pressure combination factor;

F_{ty} is the minimum yield strength of the bottom shell course, in MPa;

F_y is the minimum yield strength of the anchor bolt or strap; bolts are limited to specified material minimum yield strength or 380 MPa, whichever is less, in MPa; anchor strap material minimum yield strength shall not exceed the minimum yield strength of the shell;

H is the tank height, in meters;

M_{WS} equals $P_{WS} \times D \times H^2/2$, in N-m;

M_{TW} is the seismic moment, in N-m (see Annex E);

P_i is the design internal pressure, in kPa (see Annex F);

P_f is the failure pressure, in kPa (see Annex F);

P_t is the test pressure, in kPa (see Annex F);

P_{WR} is the wind uplift pressure on roof, in kPa; for supported cone roofs meeting the requirements of 5.10.4, P_{WR} shall be taken as zero;

P_{WS} is the wind pressure on shell, in N/m²;

W_1 is the corroded weight of the roof plates plus the corroded weight of the shell and any other corroded permanent attachments acting on the shell, in N;

W_2 is the corroded weight of the shell and any corroded permanent attachments acting on the shell including the portion of the roof plates and framing acting on the shell, in N;

W_3 is the nominal weight of the roof plates plus the nominal weight of the shell and any other permanent attachments acting on the shell, in N.

^a Refer to 5.2.2 concerning the pressure combination factor applied to the design pressure.

^b Frangibility pressure applies only to tanks designed to 5.10.2.6 d.

II. EXCENTRICIDAD DE PERNOS EN DISEÑO DE ANCLAJES

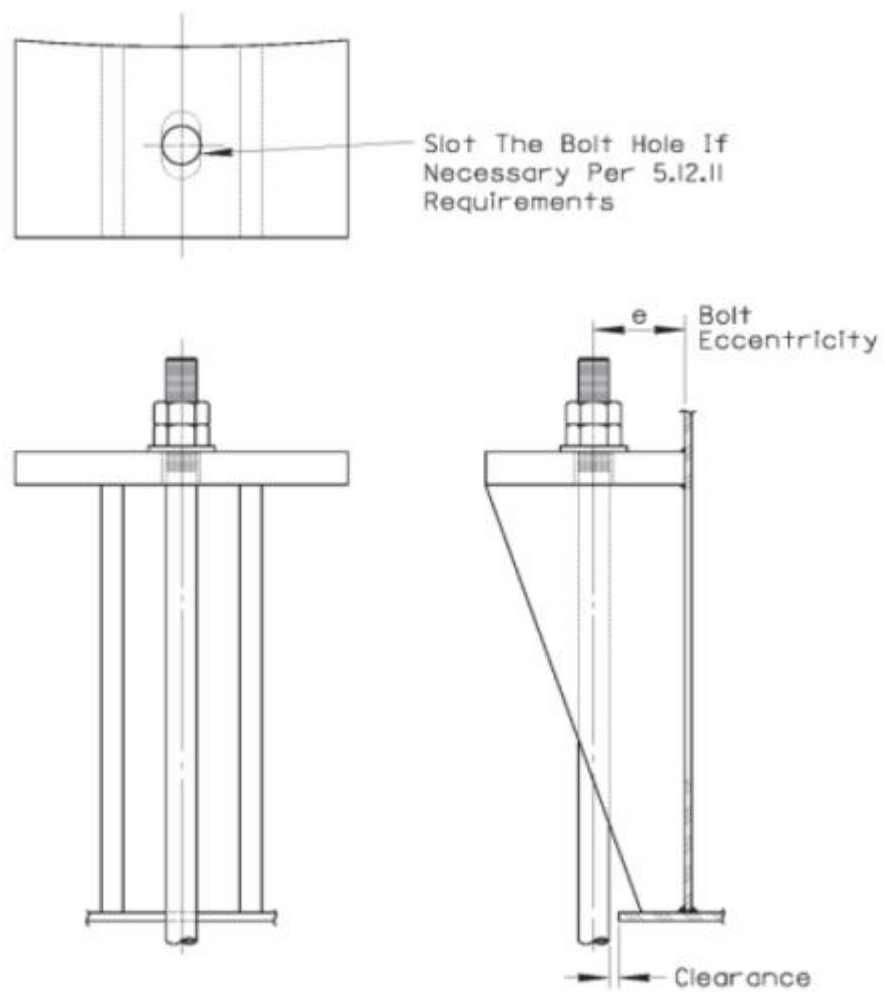
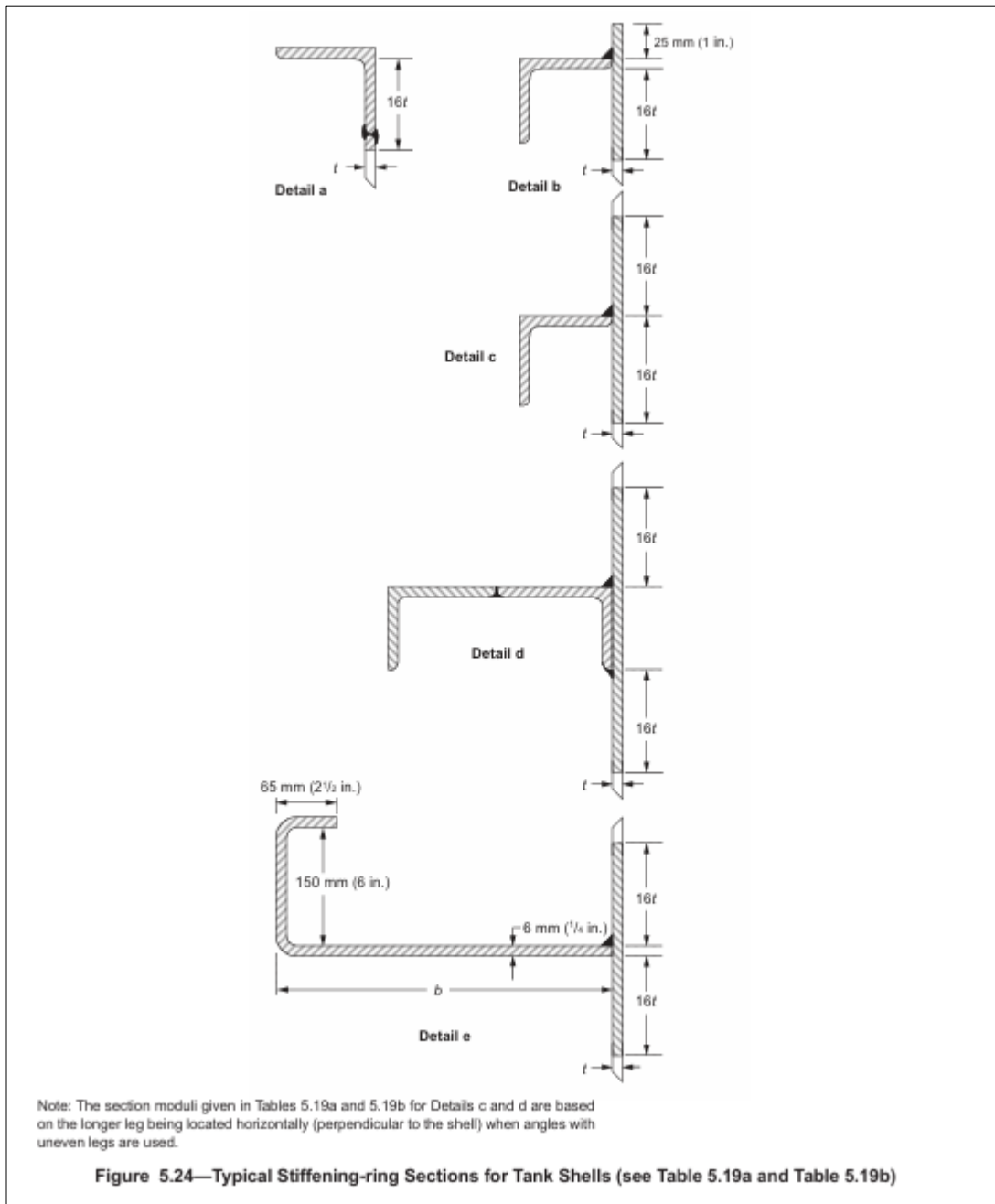


Figure 5.28—Typical Anchor Chair

III. SECCION Y FORMA DE ANILLOS RIGIZADORES INTALADOS EN ENVOVENTE DEL TANQUE PARA SOPORTAR CARGAS DE VIENTO.



IV. DIMENSIONES DE ANILLOS RIGIZADORES

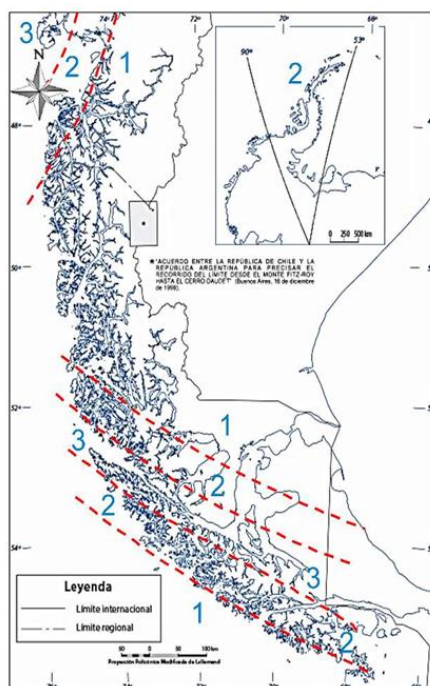
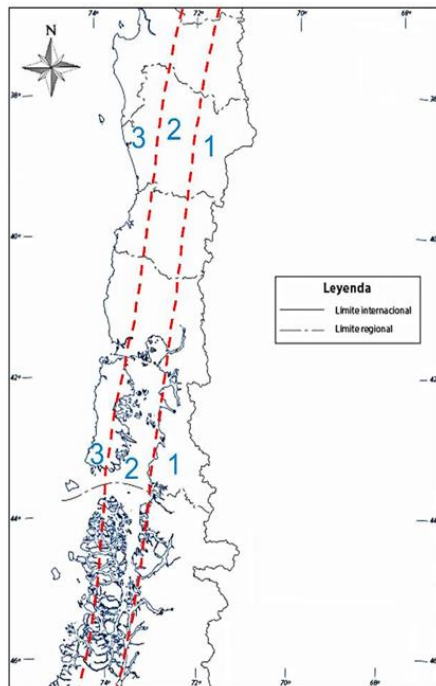
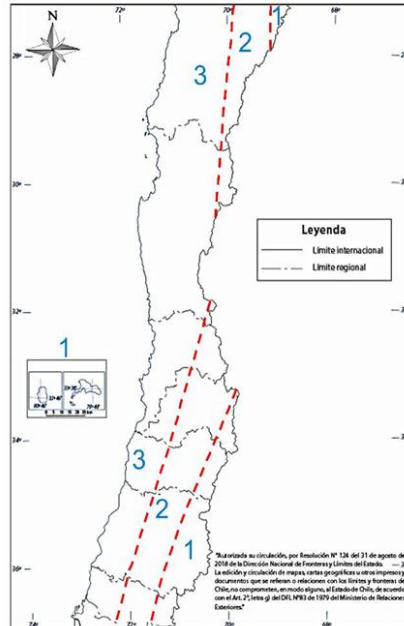
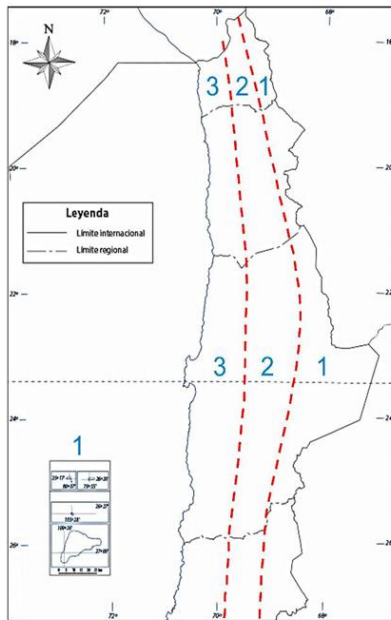
Table 5.19a—Section Moduli (cm³) of Stiffening-Ring Sections on Tank Shells (SI)

Dimensions in millimeters

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6
Member Size	As-Built Shell Thickness				
	5	6	8	10	11
Top Angle: Figure 5.24, Detail a					
65 × 65 × 6	6.58	6.77	—	—	—
65 × 65 × 8	8.46	8.63	—	—	—
75 × 75 × 10	13.82	13.97	—	—	—
Curb Angle: Figure 5.24, Detail b					
65 × 65 × 6	27.03	28.16	—	—	—
65 × 65 × 8	33.05	34.67	—	—	—
75 × 75 × 6	35.98	37.49	—	—	—
75 × 75 × 10	47.24	53.84	—	—	—
100 × 100 × 7	63.80	74.68	—	—	—
100 × 100 × 10	71.09	87.69	—	—	—
One Angle: Figure 5.24, Detail c (See Note)					
65 × 65 × 6	28.09	29.15	30.73	32.04	32.69
65 × 65 × 8	34.63	36.20	38.51	40.32	41.17
100 × 75 × 7	60.59	63.21	66.88	69.48	70.59
102 × 75 × 8	66.97	70.08	74.49	77.60	78.90
125 × 75 × 8	89.41	93.71	99.86	104.08	105.78
125 × 75 × 10	105.20	110.77	118.97	124.68	126.97
150 × 75 × 10	134.14	141.38	152.24	159.79	162.78
150 × 100 × 10	155.91	171.17	184.11	193.08	196.62
Two Angles: Figure 5.24, Detail d (See Note)					
100 × 75 × 8	181.22	186.49	195.15	201.83	204.62
100 × 75 × 10	216.81	223.37	234.55	243.41	247.16
125 × 75 × 8	249.17	256.84	269.59	279.39	283.45
125 × 75 × 10	298.77	308.17	324.40	337.32	342.77
150 × 75 × 8	324.97	335.45	353.12	366.82	372.48
150 × 75 × 10	390.24	402.92	425.14	443.06	450.61
150 × 100 × 10	461.11	473.57	495.62	513.69	521.41
Formed Plate: Figure 5.24, Detail e					
b = 250	—	341	375	392	399
b = 300	—	427	473	496	505
b = 350	—	519	577	606	618
b = 400	—	615	687	723	737
b = 450	—	717	802	846	864
b = 500	—	824	923	976	996
b = 550	—	937	1049	1111	1135
b = 600	—	1054	1181	1252	1280
b = 650	—	1176	1317	1399	1432
b = 700	—	1304	1459	1551	1589
b = 750	—	1436	1607	1709	1752
b = 800	—	1573	1759	1873	1921
b = 850	—	1716	1917	2043	2096
b = 900	—	1864	2080	2218	2276
b = 950	—	2016	2248	2398	2463
b = 1000	—	2174	2421	2584	2654
NOTE The section moduli for Details c and d are based on the longer leg being located horizontally (perpendicular to the shell) when angles with uneven legs are used.					

V. ZONIFICACIÓN SISMICA DE CHILE

Datos establecidos en normativa Chilena N°2369



VI. PARÁMETROS DE ACELERACION MÁXIMA Y TIPOS DE SUELO SEGUN NORMA CHILENA

Tabla 3 – Valor de la aceleración efectiva máxima A_0

Zona sísmica	A_0
1	0,20 g
2	0,30 g
3	0,40 g

NOTA Cuando se requiera evaluar la aceleración efectiva máxima A_0 asociada a un registro de aceleraciones, puede determinarse como $A_0 = S_a/2,5$. Donde S_a es la aceleración media del espectro elástico de pseudo aceleración para una razón de amortiguamiento del 5% entre los períodos 0,1 y 0,5 s.

Tabla 4 – Definición de los tipos de suelos de fundación (sólo para ser usada con Tabla 5)

Suelo Tipo		V _{s30} [m/s]	T _g [s]
A	Roca, suelo cementado	≥ 900	< 0,15 (o H/V plano)
B	Roca blanda o fracturada, suelo muy denso o muy firme	≥ 500	< 0,30 (o H/V plano)
C	Suelo denso o firme	≥ 350	< 0,40 (o H/V plano)
D	Suelo medianamente denso, o firme	≥ 180	< 1,00
E	Suelo de compacidad, o consistencia mediana	< 180	

NOTAS

Esta clasificación es aplicable a terrenos de topografía y estratificación aproximadamente horizontal, y para casos en que las estructuras afectadas se encuentran lejos de singularidades geomorfológicas y topográficas.

Para definiciones y lineamientos sobre la clasificación sísmica de suelos considerar Anexo C.

La clasificación y caracterización sísmica de suelos para el diseño estructural que se realice debe considerar los estratos de suelo que influyan en la respuesta sísmica de la estructura en estudio. Se deben definir las disposiciones de diseño adicionales a las presentadas en esta norma que sean necesarias a fin de garantizar los objetivos de desempeño establecidos.

Cuando la información sobre el suelo de fundación permita clasificarlo dentro de dos o más tipos de suelo, se debe optar por la Clasificación Sísmica que resulte en el caso más desfavorable.

VII. HOJA DE DATOS DE UN TANQUE API 650- Extracto Anexo L de la norma

API	API Std 650 Storage Tank Data Sheet	Data Sheet Status: _____ Page 1 of 8
---------------------------------	---	---

* For boxes marked with *, if blank, Mfr. shall determine and submit as per Annex L. For all lines, see Annex L for line-by-line instructions.

GENERAL Special Documentation Package Requirements: _____

Measurement Units to be used in API Std 650: SI ☐ US Customary ☐

1. Manufacturer* _____ Contract No.* _____
 Address* _____
 Mfg. Serial No.* _____ Year Built* _____ Edition & Addendum to API 650* _____
2. Purchaser _____ Contract No. _____
 Address _____
 Tank Designation _____
3. Owner/Operator _____ Location _____
4. Size Limitations* _____ Tank Diameter* _____ Shell Height* _____
 Capacity: Maximum* _____ Net Working* _____ Criteria:* _____
5. Products Stored:
 Liquid _____ Design Specific Gravity: _____ at _____ °____
 Minimum Design Specific Gravity: _____ at _____ °____
 Blanketing Gas _____ Vapor Pressure _____ PSIA at Max. Operating Temp.
 % Aromatic _____ Suppl. Spec. _____ H₂S Service? Yes ☐ No ☐ Suppl. Spec. _____
 Other Special Service Conditions? Yes ☐ No ☐ Suppl. Specs. _____

DESIGN AND TESTING Purchaser to Review Design Prior to Ordering Material? Yes ☐ No ☐

6. Applicable API Standard 650 Appendices: * A ☐ B ☐ C ☐ F ☐ G ☐ H ☐ I ☐ J ☐ L ☐ M ☐ O ☐ P ☐ S ☐ U ☐ V ☐ W ☐
7. Max. Design Temp. _____ °____ Design Metal Temp.* _____ °____ Design Liquid Level* _____
 Design Internal Pressure _____ Design External Pressure _____ Internal Pressure Combination Factor _____
 External Pressure Combination Factor _____ Maximum Fill Rate _____ Maximum Emptying Rate _____
 Flotation Considerations? Yes ☐ No ☐ Flot. Suppl. Spec.* _____ Applied Supplemental Load Spec. _____
8. Seismic Design? Yes ☐ No ☐ Annex E ☐ Alternate Seismic Criteria _____ Seismic Use Group _____
 MBE Site Class _____ Vertical Seismic Design? Yes ☐ No ☐ Vertical Ground Motion Accelerator A_v: _____
 Basis of Lateral Acceleration (Select one): ☐ Mapped Seismic Parameters? S_s _____ S₁ _____ S₀ _____; ☐ Site-Specific Procedures? MCE
 Design Required? Yes ☐ No ☐; ☐ Other (Non-ASCE) Methods _____
☐ Freeboard Required for SUG I Design Roof Tie Rods @ Outer Ring? Yes ☐ No ☐
9. Wind Velocity for non-U.S. sites, 50-yr wind speed (3-sec Gust)* _____
 Top Wind Girder Style* _____ Dimensions* _____ Use Top Wind Girder as Walkway? Yes ☐ No ☐
 Intermediate Wind Girders? Yes ☐ No ☐ Intermediate Wind Girder Style* _____ Dimensions* _____
 Check Buckling in Corroded Cond.? Yes ☐ No ☐
10. Shell Design: 1-Ft Mthd? Yes ☐ No ☐; Variable-Des-Pt Mthd? Yes ☐ No ☐ Alternate ☐; Elastic Anal. Mthd? Yes ☐ No ☐ Alternate
 Plate Stacking Criteria* Centerline-Stacked? Yes ☐ No ☐ Flush-Stacked? Yes ☐ No ☐ Inside ☐ Outside ☐
 Plate Widths (Shell course heights) and Thicknesses * Numbers below indicate Course Number.
 1. _____ 2. _____ 3. _____ 4. _____ 5. _____
 6. _____ 7. _____ 8. _____ 9. _____ 10. _____
 11. _____ 12. _____ 13. _____ 14. _____ 15. _____
 Joint Efficiency* _____ % Shell-to-Bottom Weld Type* _____ Shell-to-Bottom Weld Exam Mthd* _____
 Exceptions to Seal-welded Attachments (see Section 5.1.3.7): _____

Approvals:	Revisions:	Title: _____ By: _____ Ck'd: _____ Date: _____ Drawing No.: _____ Sheet _____ of _____
------------	------------	--

