



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE  
MEXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**“MEDICION ESTÁTICA DE TANQUES DE  
ALMACENAMIENTO”**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TITULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**CANO MAYREN ISAAC ALBERTO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. MAYSSE ROQUE ANALINDA MARINA**

2015



**CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F.**





## **Agradecimientos**

A mis padres y mis hermanos que ellos han sido el motivo de todo esfuerzo en mi vida. Gracias por todo el tiempo que me han apoyado y dado siempre el aliento para seguir adelante. Especialmente a mi hermano Carlos porque es un ejemplo de vida, que demuestra que no existe nada que no se pueda hacer.

Un especial agradecimiento a mi asesora de tesis Ing. Analinda Marina Maysse Roque por todo el tiempo dedicado y horas de trabajo para la finalización de este trabajo. También al Ing. Jaime Larios González por su apoyo en todo el proceso de la tesis.

## Resumen

En el presente trabajo, se analiza el proceso de la medición estática en tanques de almacenamiento, tomando en cuenta los criterios de la norma API 3.1A y API 3.1B, y las medidas de seguridad que deben considerarse para el aforo con base a los lineamientos establecidos.

En el primer capítulo se presenta la clasificación de tanques de almacenamiento en donde se presenta la clasificación, requerimientos básicos para el diseño, condiciones de operación así como los tipos de fluidos que se manejan.

En el segundo capítulo se describen las etapas de la construcción de tanques, desde la ingeniería, procura, construcción e inicio de operaciones de tanques de almacenamiento teniendo como base las normas API, ASME, ASTM y NFPA.

En el tercer capítulo se presentan las diferentes metodologías para la medición estática de tanques de almacenamiento, importancia, criterios, instrumentos de medición y normas que deben cumplir.

El cuarto capítulo refiere a la seguridad en tanques de almacenamiento, haciendo énfasis en las consideraciones que se deben tener antes, durante y después de los aforos, en los elementos que alteran la medición y la instrumentación asociada en el control.

## Contenido

Agradecimientos.....	vi
Resumen.....	vii
Lista de figuras .....	x
Lista de tablas.....	xi
Introducción .....	1
<b>I Clasificación de los tanques de almacenamiento .....</b>	<b>3</b>
I.1    Información básica para el diseño de un tanque de almacenamiento .....	3
I.2    Clasificación de los tanques de almacenamiento .....	4
<b>II Ingeniería, procura y construcción de tanques de almacenamiento .....</b>	<b>13</b>
II.1    Ingeniería conceptual.....	15
II.2    Ingeniería básica .....	18
II.4    Procura .....	21
II.5    Fabricación .....	24
II.6    Pruebas e inicio de operaciones .....	25
<b>III Medición estática de tanques de almacenamiento .....</b>	<b>27</b>
III.1    Norma API 3.1A .....	28
III.1.1    Conceptos asociados a la medición estática .....	28
III.1.2    Equipo de medición .....	29
III.1.3    Medición a fondo .....	32
III.1.4    Medición al vacío.....	34
III.1.5    Determinación de la altura del agua libre .....	36
III.1.6    Medición en tanques mezcladores.....	39
III.2    Norma API 3.1B .....	39
III.2.1    Conceptos asociados a la medición con ATGs .....	40
III.2.2    Equipo de Medición.....	41
III.2.3    Medición a fondo .....	43
III.2.4    Medición al vacío.....	44
III.2.5    Factores que pueden originar errores en la medición de nivel.....	45
III.2.6    Limitaciones de precisión en ATGs .....	45
III.3    Capítulo 12. Cálculo de cantidades de petróleo estático. Parte 1 (Tanques cilíndricos verticales y de buques) .....	46
III.4    Cálculo de volúmenes transferidos para transferencia de custodia .....	55
III.5    Tanques pequeños en arrendamiento .....	55

<b>IV Seguridad en los tanques de almacenamiento .....</b>	<b>57</b>
IV.1 Elementos de un tanque de almacenamiento .....	57
IV.2 Instrumentación y dispositivos asociados al tanque de almacenamiento .....	58
IV.3 Servicios auxiliares .....	59
IV.5 Incrustaciones .....	67
IV.6 Fugas .....	67
IV.7 Descargas de electricidad estática.....	67
IV.8 Riesgos para la salud .....	68
IV.9 Seguridad en tanques de techo flotante .....	68
<b>Conclusiones .....</b>	<b>72</b>
.....	72
Recomendaciones.....	73
<b>Referencias .....</b>	<b>75</b>
<b>Apéndice.....</b>	<b>77</b>
<b>Diseño y construcción de tanques de acero, Norma API-650.....</b>	<b>85</b>

## Lista de figuras

Figura 1 Clasificación de los tanques de almacenamiento por su forma. ....	4
Figura 2 Clasificación de los tanques de almacenamiento por el producto almacenado. .....	5
Figura 3 Tanque de almacenamiento de techo fijo.....	5
Figura 4 Pérdidas por vaporación en un tanque de techo fijo.....	6
Figura 5 Tanque de almacenamiento de techo cónico. ....	7
Figura 6 Tanque de techo flotante externo. ....	8
Figura 7 Tanque de techo flotante interno. ....	8
Figura 8 Tanque de almacenamiento esférico. ....	10
Figura 9 Tanque esférico a presión.....	11
Figura 10 Actividades de la ingeniería básica .....	18
Figura 11 Actividades de la ingeniería de detalle. ....	20
Figura 12 Actividades de la procura .....	22
Figura 13 Ejemplo de una hoja de datos de seguridad de materiales.....	23
Figura 14 Actividades en la fabricación. ....	24
Figura 15 Actividades de la prueba e inicio de operaciones. ....	25
Figura 16 Cinta de medición.....	30
Figura 17 Plomada de medición. ....	30
Figura 18 Muestreador. ....	31
Figura 19 Cinta típica de medición y plomada para medición a fondo. ....	33
Figura 20 Medición a fondo. ....	34
Figura 21 Cinta típica de medición y plomada para medición al vacío.....	34
Figura 22 Medición al vacío.....	35
Figura 23 Reglas típicas de medición de agua. ....	38
Figura 24 Determinación de la altura del agua libre. ....	38
Figura 25 Instalación de ATGs con montaje en la parte superior de tanques de techo fijo con tubo vertical fijo .....	42
Figura 26 Instalación de ATGs con montaje en la parte superior de tanques de techo flotante externos o sobre tanques de techo flotante internos.....	42
Figura 27 Elementos representativos de un tanque de almacenamiento. ....	61
Figura 28 Corte transversal de un tanque de almacenamiento con elementos representativos. ....	62
Figura 29 Boquilla. ....	64
Figura 30 Válvula de venteo presión-vacío accionada por resorte y peso. ....	65
Figura 31 Daños al tanque por ineficiencia de la válvula presión-vacío.....	66
Figura 32 Ubicación de boquillas y entradas hombre en un tanque en corte transversal .....	86

## Lista de tablas

Tabla 1 Dimensiones estándar para el diseño de tanques atmosféricos. ....	12
Tabla 2 Ejemplo de análisis PVT .....	16
Tabla 3 Requerimientos de precisión para los ATGs.....	40
Tabla 4 Tabla de calibración para tanques de almacenamiento. ....	47
Tabla 5 Tabla de coeficientes lineales de expansión.....	51
Tabla 6 Coeficientes de corrección por efecto de temperatura en el líquido.....	54
Tabla 7 Espesores y tamaños de juntas típicas de plancha de fondo.....	86
Tabla 8 Espesores de planchas anulares. ....	86
Tabla 9 Diámetro nominal del tanque y espesor nominal del plato. ....	86
Tabla 10 Materiales de placa permisibles y tensiones admisibles (Tabla 3-2).....	86
Tabla 11 Dimensiones para conexiones de carcasa con montaje incorporado [mm (in)] (Tabla 3-12). ....	86



## **Introducción**

La creciente demanda de hidrocarburos ha propiciado que en México y otras partes del mundo, se incremente la competitividad en la búsqueda y desarrollo de nuevos yacimientos con el fin de incrementar la producción mundial.

La necesidad por competir en los procesos de recuperación, refinado y venta de hidrocarburos ha hecho que el almacenamiento, sea visto como un factor importante en el proceso productivo de la industria petrolera.

El diseño y construcción de tanques de almacenamiento, es clave para absorber las variaciones de producción y venta de hidrocarburos. El almacenamiento incrementan los costos de operación, por lo cual deben ser construidos en base a las normas internacionales y a una evaluación económica del proyecto.

Dependiendo de las condiciones del terreno y del tipo de tanque, se pueden construir y llevar a su lugar de operación o se construyen en el mismo lugar en donde operarán. Estos deben ser diseñados con la capacidad adecuada debido a que son muy costosos, por lo que podría incrementar mucho la inversión del desarrollo de un campo o yacimiento petrolero. Los grandes volúmenes de hidrocarburos y refinados son de gran valor económico, por lo cual deben ser almacenados con estricta seguridad.

Por ello es de vital importancia la medición estática dentro de los tanques de almacenamiento. La medición básicamente es comparar un patrón con un objeto o fenómeno cuya magnitud física se desea medir y ver cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud física.

La medición estática en los tanques de almacenamiento es un proceso que nos determina el nivel de fluidos dentro de ellos, en este proceso se determina si existen pérdidas por vaporización, fugas por corrosión de los materiales, el nivel de agua libre, la cantidad de sedimentos almacenados, entre otros.

Las pérdidas de fluidos por vaporización son costosas y representan una pérdida de la venta final de hidrocarburos. Estas deben ser minimizadas con la aplicación de una ingeniería eficiente y siempre apegada a las normas API.

Entre las normas que deben ser evaluadas esta la norma "API 3.1A y API 3.1B" que se refieren a la medición manual y automática del nivel de fluidos en tanques de almacenamiento, en este trabajo se hace mención de otras normas sobre la medición estática, es importante evaluar la calidad de los materiales a utilizarse y los procesos de construcción de los tanques.

En el presente trabajo se muestran los diferentes métodos de medición estática de tanques y su importancia en el proceso de almacenamiento.

## Capítulo I

### Clasificación de los tanques de almacenamiento

Se definen como “Recipiente de cuerpo cilíndrico diseñado para almacenar combustibles” o “Recipiente destinado para el almacenamiento de productos inflamables o combustibles derivados del petróleo”.

El almacenamiento se lleva a cabo en 3 tipos de instalaciones: superficiales, subterráneas y buques tanques. La configuración de los tanques deben tener atributos especiales tales como: resistencia a la presión interna, resistencia a la corrosión, sismos, compresión, entre otros.

#### I.1 Información básica para el diseño de un tanque de almacenamiento

1. *Localización del recipiente:* Es el lugar donde se ubicará el tanque de almacenamiento. En este lugar se tomarán en cuenta: temperatura, humedad, sismicidad, precipitaciones, velocidad del viento, entre otros.
2. *Función que deberá cumplir:* Qué tipo de fluido va a almacenar y/o si es un relevo de otros tanques.
3. *Propiedades del fluido a almacenar:* Se debe conocer el tipo de fluido a almacenar con un análisis PVT.
4. *Volumen por almacenar:* Este es definido en función de la producción que se tiene y el tiempo de residencia en las baterías.
5. *Materiales disponibles:* Se deben de conocer las propiedades físico-químicas y mecánicas para almacenar los fluidos de una forma segura.
6. *Costos de fabricación:* Son los asociados a la construcción del tanque.
7. *Tiempo de vida útil:* Es el tiempo considerado para que trabaje de una manera segura y tomando en cuenta la depreciación del mismo.

8. *Mantenimiento*: Dependiendo de los materiales y el tipo de fluidos que serán almacenados, se hará un mantenimiento correctivo y preventivo cada determinado tiempo.
9. *Financiamiento*: Se debe conocer la disponibilidad del financiamiento para su fabricación. Es necesaria una evaluación económica del proyecto.

**I.2 Clasificación de los tanques de almacenamiento**

Los tanques de almacenamiento se clasifican por su forma y por el producto almacenado. También se pueden clasificar en horizontales (son aquellos que almacenan volúmenes relativamente bajos, tienen inconvenientes por fallas por flexión o por corte) y verticales de fondo plano (son aquellos que almacenan grandes volúmenes a costos muy bajos, pero que solo pueden usarse a presiones atmosféricas).

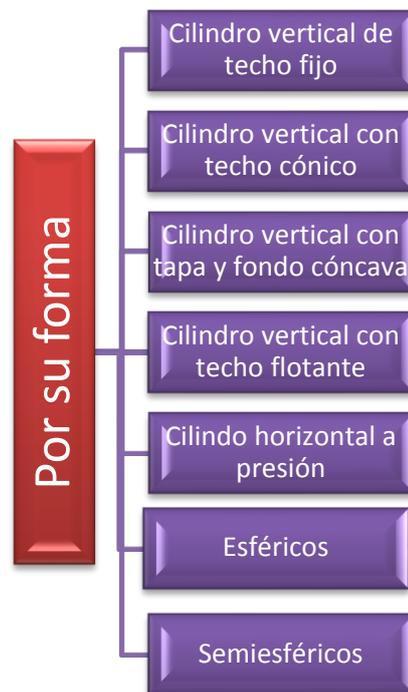


Figura 1. Clasificación de los tanques de almacenamiento por su forma.



Figura 2. Clasificación de los tanques de almacenamiento por el producto almacenado.

- *Cilindro vertical de techo fijo:* Son del tipo cilíndrico-vertical con techo soldado al cuerpo, donde su altura es constante. Posee un punto de referencia que no es más que la altura del tubo de aforo y es determinada desde la placa del piso (datum) hasta la parte superior de la boca de aforo. En la Figura 3 se muestra la forma de un tanque de techo fijo.



Figura 3. Tanque de almacenamiento de techo fijo.

Los tanques de techo fijo tienen pérdidas por la variación de la temperatura en el transcurso del día, las pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo se muestran en la Figura 4.

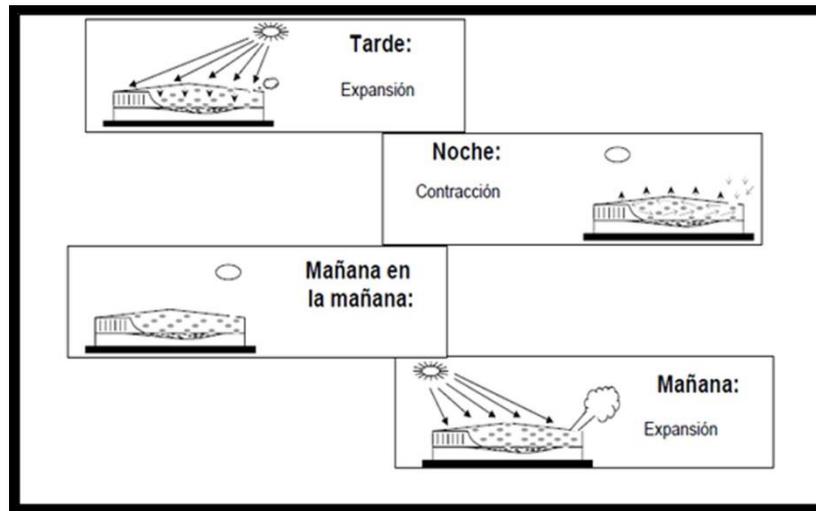


Figura 4. Pérdidas por vaporización en un tanque de techo fijo.

Como se muestra en la Figura 4 las pérdidas de mayor importancia en un tanque de almacenamiento se producen por la variación de la temperatura. Se ha observado que el color con el cual el tanque de almacenamiento es pintado influye en las pérdidas por vaporización, siendo el color negro el de mayores pérdidas anuales (1.24%) y color aluminio (0.83%) las de menores pérdidas; esto es para hidrocarburos con densidad de  $0.8370 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$  o  $37.55 \text{ }^\circ\text{API}$ .

Las principales causas que originan el desprendimiento de vapores son los cambios de temperatura, agitación, llenado y descarga del tanque, al igual que el color.

Este tipo de tanque es ideal para almacenar productos tales como: diésel, asfalto, petróleo y lubricantes. Dentro de estos existe otra subclasificación:

- ✓ Techo auto soportado:  
Estos no requieren estructuras internas ya que su diseño toma en cuenta el espesor de la placa de techo y el ángulo formado entre la horizontal con el techo, con estos datos se determina si requiere o no de una estructura interna.  
El diámetro es menor a 15 m.
- ✓ Techo soportado:  
Estos si requieren de una estructura interna debido a su pendiente y su diámetro, esta estructura es más compleja al incrementarse su diámetro

debido a que se consideran todos los elementos críticos en el diseño.  
Diámetro mayor a 15 m.

- *Cilindro vertical de techo cónico*: Se usan para almacenar crudos o derivados que tengan una presión relativamente baja.

Los fluidos que son almacenados en este tanque no tienen una tendencia a producir vapores a temperatura ambiente, la presión interior del tanque no sobrepasa la presión atmosférica y esto facilita el almacenamiento de crudo, diésel, jet fuel, entre otros.

Son construidos con láminas de acero y soldados herméticamente para resistir presiones no mayores a la atmosférica. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de este tipo de tanque.



Figura 5. Tanque de almacenamiento de techo cónico.

- *Cilindro vertical de techo flotante*: Se subclasifican en:
  - ✓ Techo flotante externo: Se encuentra a cielo abierto, como se ilustra en la Figura 6.

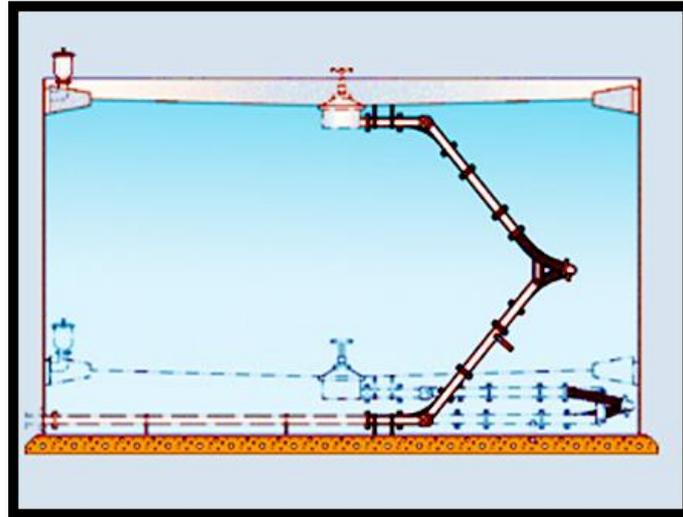


Figura 6. Tanque de techo flotante externo.

- ✓ Techo flotante interno: En este existe un techo fijo colocado en el tanque (domo geodésico). Son construidos de aluminio. Un ejemplo de este tanque se muestra en la Figura 7.

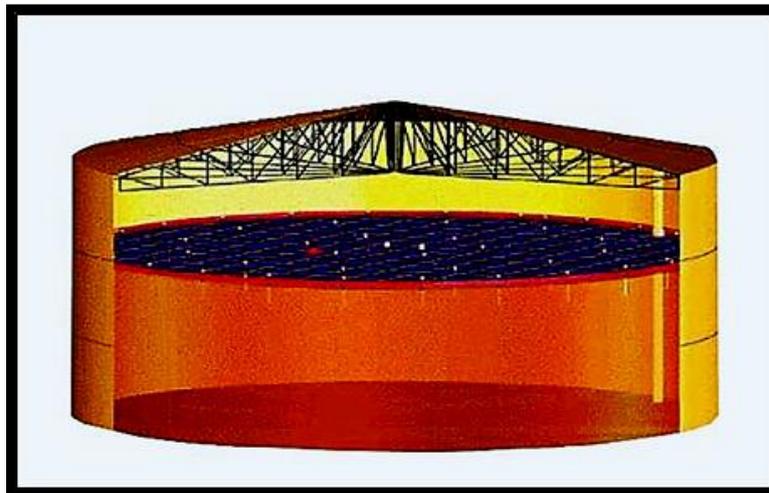


Figura 7. Tanque de techo flotante interno.

El tanque de techo flotante es diseñado para minimizar las pérdidas del producto almacenado, está en contacto con el fluido con el fin de evitar que se forme una cámara de gases, debido a la evaporación que se forma en el espacio libre entre el espejo del líquido y el techo.

Este tipo de tanque tiene pérdidas por vaporización debido a:

1. Pérdidas por reposo.
2. Pérdidas por vaciado.

Los tanques de techo flotante se usan para almacenar fluidos volátiles (30-39.9 °API) tales como las gasolinas, nafta, alcohol, crudo ligero, entre otros. Este tipo de tanques tienen ventajas importantes:

- Se determina el nivel de crudo por medición directa.
  - Disminuye los riesgos de contaminación al medio ambiente.
  - Se reduce la corrosión de las caras interiores del tanque.
  - Se reduce el riesgo de un incendio.
  - Se reducen pérdidas del producto en el proceso de llenado y vaciado del tanque.
  - Se reduce la velocidad de transferencia de calor a los combustibles almacenados en periodos de alta temperatura.
- 
- *Esféricos*: Son recipientes contruidos de láminas de acero y soldados herméticamente para soportar presiones moderadas superiores a 2.1 [kg/ cm<sup>2</sup>]. Almacenan gases como: gas natural, butano, propano, isobutileno, hidrógeno, entre otros.

Estos se miden de dos formas ya sea por medición directa del líquido (instrumento rotogauge) y por medio de flotadores (instrumento magnetrol).

Para la medición de la temperatura los tanques deben tener un termómetro instalado en la parte inferior del mismo y mide la temperatura de la fase líquida (5% al 10%).

Para la medición de la fase vapor del tanque debe tener un manómetro en la parte superior del mismo (95% al 100%), el tanque esférico se muestra en la Figura 8.



Figura 8. Tanque de almacenamiento esférico.

- *Tanque esférico a presión:* Se utilizan para el almacenamiento de derivados del hidrocarburo como el Gas LP, este tanque se muestra en la Figura 9.

Se requieren condiciones de presión mayores a la atmosférica, son de forma cilíndrica vertical, con fondo plano y techo abombado.

La razón de ser de estos tanques es que si se almacenara gas licuado a presión atmosférica se necesitaría que estuvieran a una temperatura cercana a los  $-42^{\circ}\text{C}$  y esto complica el diseño de este tipo de recipientes.

Por esta razón los tanques operan a  $15 \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$  de presión y a temperatura ambiente.

Este tanque es diseñado con una línea de llenado en la parte superior y una línea de purga en la parte inferior.

Cuenta con válvulas de bloqueo de accionamiento remoto en caso de siniestros, y con un sistema de doble lectura de niveles independientes.

Este tanque se complementa con una instalación contra incendios (rociadores, monitores, inyección de espumas).

El principio de trabajo del tanque esférico a presión es el siguiente:

1. El equipo trabaja en un estado de equilibrio líquido-vapor del fluido almacenado en su interior.
2. Al ser vaciado parte del producto pasa a la fase vapor.
3. Durante el llenado el aumento de presión hace que el producto vuelva a la fase líquida.
4. La presión es aproximadamente constante



Figura 9. Tanque esférico a presión.

**Tabla 1. Dimensiones estándar para el diseño de tanques atmosféricos.**

<b>Capacidad nominal</b>	<b>Capacidad real</b>		<b>Diámetro</b>	<b>Altura</b>	<b>Peso vacío</b>
Barriles	Barriles	$M^3$	Metros	Metros	Toneladas
500	502	79.89	4.572	4.877	6
1000	1011	160.80	6.096	5.486	9
1500	1495	237.73	6.477	7.315	11
2000	2019	321.09	7.468	7.315	13
3000	3028	481.48	9.144	7.315	16
5000	5043	801.88	9.652	10.973	22
10000	10105	1606.78	12.954	12.192	39
15000	15036	2390.70	17.678	9.754	58
20000	20359	3237.03	18.288	12.192	78
30000	30083	4783.17	22.352	12.192	111
40000	39930	6348.91	25.908	12.192	144
55000	55940	8894.54	30.480	12.912	190
80000	80560	12808.98	36.576	12.192	274
100000	100438	15969.66	40.843	12.192	345
150000	149111	23708.63	45.720	14.630	456
200000	214713	34139.43	54.864	14.630	723

## Capítulo II

### Ingeniería, procura y construcción de tanques de almacenamiento

La construcción de tanques de almacenamiento ha sido una necesidad creciente debido a las variaciones de producción-venta, desastres naturales que afecten el transporte de los hidrocarburos a los buques tanques, mantenimiento de líneas de llenado y distribución, mantenimiento de tanques existentes, disminución del tiempo de residencia disponible, necesidad de equipos de relevo para tanques existentes, entre otros. Todo con esto para salvaguardar los productos que son de gran valor económico y algunos que son peligrosos al ser expuestos al medio ambiente.

Entre las normas que rigen la construcción de los tanques se encuentran la norma "API 650" que es referente a la construcción de tanques de almacenamiento, norma ASTM, norma ASME y norma NFPA.

#### **Normas API (American Petroleum Institute)**

Estas normas son establecidas para el diseño, fabricación, montaje y pruebas en tanques de almacenamiento a presiones atmosféricas o bajas presiones, y de tamaños relativamente grandes que cumplan con las normas de seguridad, empleadas y estandarizadas por el API.

##### Norma API 650

Referente a tanques atmosféricos horizontales o verticales soldados en campo, con temperaturas no superiores a 121 °C y con presiones de gas internas de hasta 2.5 psi.

#### **Norma ASME (American Society of Mechanical Engineers)**

Es una organización que se encarga del desarrollo de estándares de diseño y fabricación de una gran cantidad de herramientas, sistemas mecánicos y que procura la facilidad de adaptación de las piezas cuando son producidas en masa.

Para las normas ASME se toman secciones tales como la IX que detalla los lineamientos que se hacen en caso de hacer una unión y/o soldado de materiales. Detalla esta sección que toda junta soldada deberá realizarse en base a un procedimiento de soldadura de acuerdo a la clasificación de la junta, además que el personal deberá ser certificado.

También se describe que todo trabajo deberá ser sometido a diferentes pruebas tales como: líquidos penetrantes, dureza, ultrasonido, entre otros.

### **Norma ASTM (American Society for Testing and Materials)**

Es una organización encargada del desarrollo de estándares de fabricación de materiales tales como: metales, pinturas, textiles, petróleo, construcción, entre otros. Además de suministrar servicios y la estandarización de procesos en una gama amplia de industrias.

De las normas ASTM se toma lo relacionado con materiales, condiciones de rolado, temperatura de trabajo, espesores mínimos, entre otros. Que se utilizarán en el diseño, fabricación, montaje y pruebas de los tanques de almacenamiento.

### **Reglamentación N.F.P.A. (National Fire Protection Association)**

Es una organización mundial que desarrolla normas para la protección de las personas, propiedades y el medio ambiente del fuego.

Esta organización es una autoridad en la prevención y control de incendios. Es reconocida por sus datos técnicos, conocimientos y normas para la prevención y de protección en zonas del trabajo. Estas normas deben ser evaluadas en el diseño de tanques de almacenamiento con base al tipo de materiales que se almacenan en ellos.

La fabricación de tanques de almacenamiento se puede dividir en 6 etapas importantes.

- II.1 Ingeniería conceptual.
- II.2 Ingeniería básica.
- II.3 Ingeniería de detalle.
- II.4 Procura.
- II.5 Fabricación.
- II.6 Pruebas e inicio de operaciones.

## **II.1 Ingeniería conceptual**

En este apartado se define la función que desempeñará el tanque y la realización óptima de un proceso de almacenamiento. En la *Ingeniería conceptual* es necesario definir las condiciones de entrada y salida de las diferentes corrientes asociadas con el tanque.

Los parámetros definidos en este caso dependen esencialmente del proceso requerido y no del tanque en particular. Se debe tener bien definido de donde proviene la corriente de hidrocarburos que alimentará al tanque de almacenamiento, el tipo de separadores ya sea de alta o baja presión, la tasa de producción de hidrocarburos que entrará diariamente, líneas de transporte, líneas de carga, descarga y desvíos de flujo (by pass) entre otros.

Parámetros a definir:

1. *Propiedades de los fluidos a ser manejados.*
2. *Flujos volumétricos a ser manejados, máximos y mínimos.*
3. *Temperaturas y presiones de las corrientes de entrada y salida del tanque.*
4. *Rango de operación de temperaturas y presión del tanque.*
5. *Capacidad del tanque.*
6. *Ubicación de la instalación (datos del viento y sísmica).*
7. *Características asociadas de las tuberías del tanque.*

1. *Propiedades de los fluidos a ser manejados.*

Antes que nada se deben de conocer las propiedades del fluido que será almacenado. Dependiendo si el hidrocarburo sea ligero, pesado, si tiene alto contenido de impurezas

(nitrógeno, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono), se deberá construir con materiales especiales que resistan la corrosión y los cambios de estado dentro del tanque.

A continuación se muestra un ejemplo de cómo debe ser documentando este tipo de datos en la Tabla 2.

**Tabla 2. Ejemplo de análisis PVT.**

Componentes	Gas Flash		Líquido Flash		Yacimiento	
	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol
N2	—	—	—	—	—	—
CO2	—	—	—	—	—	—
H2S	—	—	—	—	—	—
C1	—	—	—	—	—	—
C3	—	—	—	—	—	—
i-C4	—	—	—	—	—	—
n-C4	—	—	—	—	—	—
i-C5	—	—	—	—	—	—
n-C5	—	—	—	—	—	—
C6	—	—	—	—	—	—
C7+	—	—	—	—	—	—

2. *Flujos volumétricos a ser manejados, máximos y mínimos.*

Se debe de conocer la producción del campo o yacimiento del cual se recibirán los fluidos para ser almacenados. Dependiendo de las producciones máximas o mínimas, se estimará el tiempo de residencia en el tanque.

De esta forma se sabrá cuanto tiempo tiene disponible el tanque antes de ser llenado totalmente y si cuenta con la capacidad suficiente para cumplir con su objetivo.

*3. Temperaturas y presiones de las corrientes de entrada y salida del tanque.*

Es importante conocer las presiones de entrada y de salida del tanque, ya que se deben diseñar las líneas de llenado y vaciado, las válvulas de seguridad entre otros accesorios necesarios para el control de flujo de fluidos.

La temperatura debe ser medida por dispositivos que cumplan con la normatividad y los rangos de medición.

*4. Rango de operación de temperaturas y presión del tanque.*

Las presiones pueden ir desde presiones atmosféricas hasta 15 Kg/cm<sup>2</sup>, y temperaturas desde las ambientales hasta bajo cero.

*5. Capacidad del tanque.*

La capacidad de los tanques van desde unos cuantos barriles, siguiendo por 500 hasta 20000 barriles, en la Tabla 1 se da un ejemplo de las capacidades de los tanques atmosféricos.

*6. Ubicación de la instalación (datos del viento y sísmica).*

El conocimiento del tipo de suelo, fases químicas, litología, proximidad de los mantos freáticos, cercanía a las poblaciones, temperaturas mínimas a máximas, son algunos factores que se analizan durante esta etapa.

La velocidad y dirección del viento, al igual que la sismicidad, sus intensidades y frecuencias; son factores complementarios que se analizan para tener una ubicación segura de la instalación.

*7. Características asociadas de las tuberías del tanque.*

Las características de la tubería van de acuerdo con el diseño del tipo de tanque, al igual de las propiedades de los fluidos que serán almacenados.

El diámetro nominal, si es acero al carbón con aleación o sin ella, dependen en gran medida de la revisión de los puntos anteriores así como las propiedades de los fluidos y los flujos volumétricos de entrada y salida.

## II.2 Ingeniería básica

En este apartado se calculan las dimensiones del tanque para que pueda ejecutarse el proceso de una manera óptima.



Figura 10. Actividades de la ingeniería básica

La información que debe ser contenida en la hoja de datos de la Ingeniería Básica es:

1. Esquema del tanque con sus dimensiones principales.
2. Presión máxima de trabajo permitida.
3. Temperatura de diseño.
4. Temperatura de operación.
5. Códigos utilizados.
6. Tipo de soldadura e inspección.
7. Materiales de fabricación.
8. Accesorios y dimensiones.
9. Orificios, entradas hombre.

#### Alcance

- Ingeniería para la construcción de un tanque cilíndrico vertical con capacidad de 500, 1000, 1500, 2000 barriles, etc.
- Ingeniería para la ampliación de la red actual de contra incendio para tanque de almacenamiento.
- Ingeniería para la construcción de un sistema de drenaje pluvial y el agua de lluvia o del sistema de contraincendios captada en el dique del tanque.
- Ingeniería para la instalación de un sistema de muestreo a diferentes niveles de altura del tanque (tapa, centro y fondo) con toma de muestra a pie del mismo.
- Ingeniería para la instalación de un sistema de protección catódica interna.

- Ingeniería para la construcción de un dique de contención de fluido almacenado.
- Ingeniería para el desarrollo de la obra civil, eléctrica y mecánica del tanque.
- Ingeniería para la instrumentación y automatización del tanque.

### II.3 Ingeniería de detalle

En este apartado se realizan los planos detallados de los equipos usados en el tanque, además, se calcula de una manera exacta la localización de las boquillas, también se elaboran los planos que deben ser suministrados para la fabricación del tanque.



Figura 11. Actividades de la ingeniería de detalle.

Alcance

- La ingeniería y la construcción de la obra del tanque incluirá todos los accesorios que requieran para su óptimo funcionamiento y mantenimiento.
- Las puertas de limpieza, purgas de sumidero, registro para entrada de hombre en el cuerpo del tanque, boquillas necesarias para la instrumentación, escalera helicoidal y barandales para protección al personal, plataformas y escaleras para acceso a las válvulas de tuberías de entrada y salida, soportes para tuberías e interconexiones, válvulas de seguridad, entre otros.

#### **II.4 Procura**

En este apartado se realizan una serie de trámites que son necesarios tener para poder ordenar la fabricación del tanque.

Esta etapa se puede iniciar una vez completada la *ingeniería de detalles*, pero en algunos casos se requiere que inicie una vez terminada la *ingeniería básica*, esto se debe a que los tiempos de fabricación de ciertos equipos pueden afectar la construcción total de la instalación, alargando su tiempo de entrega.

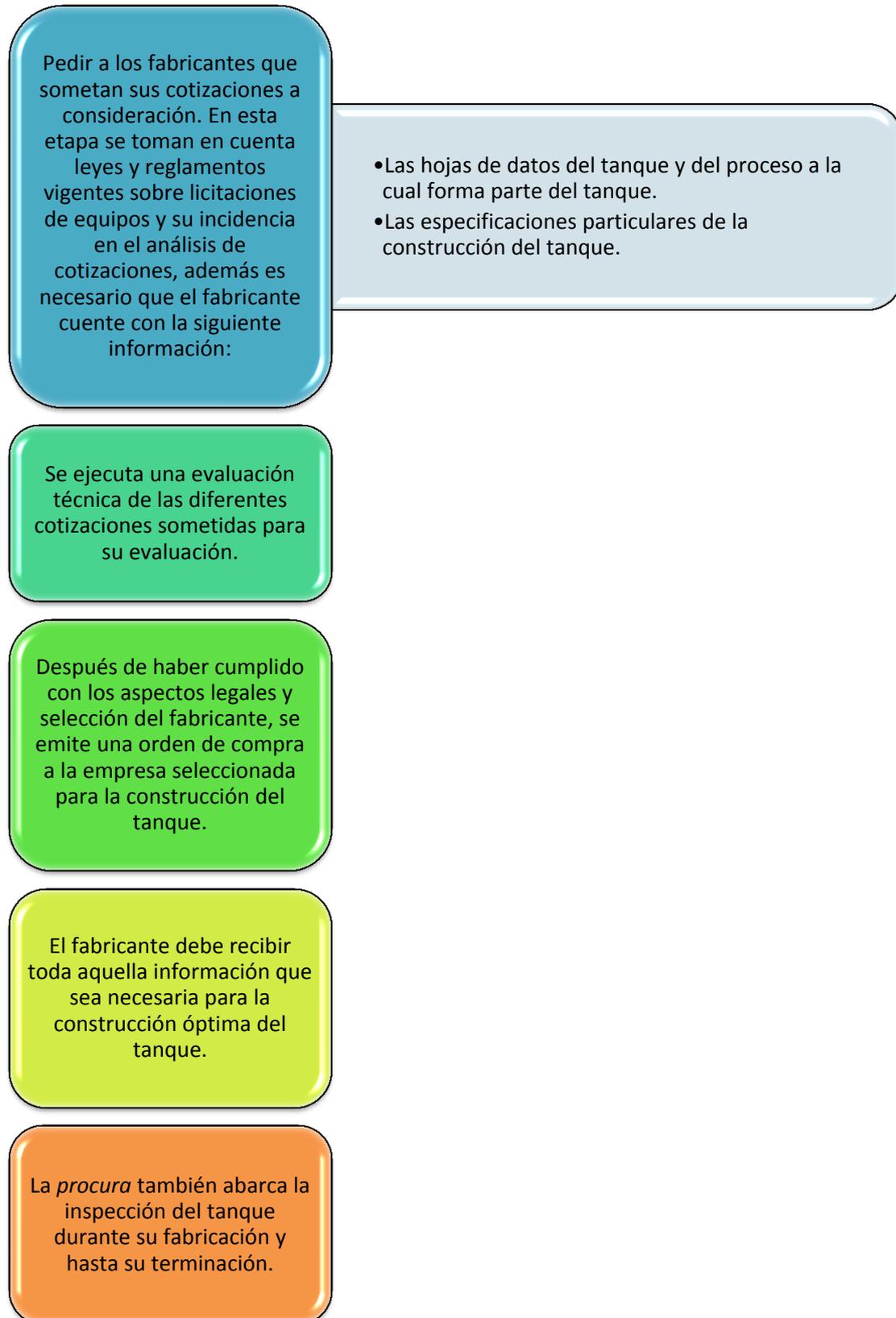


Figura 12. Actividades de la procura

En la Figura 13 se muestra un ejemplo de una hoja de datos de seguridad de los materiales.

## HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE MATERIALES

**Para Productos Consumibles para Soldadura y Productos Relacionados**  
Conforme a la norma de Comunicación de Riesgos 29CFR 1910.1200 Rev. Octubre 1988

SECCIÓN I - IDENTIFICACIÓN				
Fabricante/Proveedor: Empresa de Electrodo Colonia Industrial Telefono: 12345 Fax: 22222	Tipo de Producto: Electrodo Revestido Clasificación: AWS E6010			
SECCIÓN II - MATERIAL PELIGROSO				
<b>¡ IMPORTANTE !</b> Esta sección contiene los materiales con los que se fabrica este producto. En la Sección V se mencionan los humos y gases que se producen durante el uso normal de este producto, consúltelo para ver información sobre higiene industrial. El Número CAS (abreviatura de Chemical Abstract System reconocido internacionalmente) mostrado es el representativo de los ingredientes listados. Todos los ingredientes de esta lista pudieran no estar presentes en todos los diámetros. (1) El término "Peligroso" mostrado en "Materiales Peligrosos" debe ser interpretado como un término requerido y definido en la Norma de Comunicación de Riesgos, sin que esto implique necesariamente la existencia de algún riesgo. Todos los materiales están incluidos en el inventario de la Oficina Reguladora de Sustancias Tóxicas (TSCA por sus siglas en inglés)				
Ingredientes	No. CAS	% en Peso	VLM mg/m3	LEP mg/m3
Celulosa y otros Carbohidratos	65996-61-4	5	10*	10*
Silicatos y otros aglutinantes	1344-09-8	<5	10*	10*
Dióxidos de Titanio (como Ti)***	13463-67-7	<5	10	15
Hierro	7439-89-6	<5	10*	10*
Manganeso y/o aleaciones y compuestos de Manganeso (como Mn)****	7439-96-5	1	0,2	1,0 @
Magnesita	1309-48-4	1	10	15
Silicatos minerales	1332-58-7	0,5	5**	5**
Óxidos de Hierro (como Fe)	65996-74-9	<0,5	5	10
Caliza y/o Carbonato de Calcio	1317-65-3	<0,5	10	15
Gráfico	7782-42-5	<0,5	2,0	2,5
Alambre de Acero al Carbón	7439-89-6	85	10*	10*
<b>Información Adicional:</b> (****) Sujeto a los requerimientos indicados en las secciones 311, 312 y 313 del Plan de Emergencia y Comunidad conocido como Derecho Constitucional de 1986 y los artículos 370 y 372 del Código Federal de Regulaciones No. 40 de 1986. (c) Son valores para humo de Manganeso. El Límite de Exposición es 3,0 miligramos por metro cúbico, que corresponde a los valores propuestos por la Administración Ocupacional de Seguridad y Salud en 1989.				
SECCIÓN III - INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DE EXPLOSIÓN Y FUEGO				
No inflamable; El arco y las chispas producidas por soldadura pudieran encender combustibles y productos inflamables. Ver Z49.1 mencionado en la Sección VI. Este producto es inerte, no requiere manejo especial ni procedimientos contra derrames. No está regulado por el Departamento y Oficina de Transportes (DOT por sus siglas en inglés)				

Figura 13. Ejemplo de una hoja de datos de seguridad de materiales.

**II.5 Fabricación**

En este apartado se efectúa la revisión por parte del fabricante de la información obtenida por el cliente y la construcción del tanque.



Figura 14. Actividades en la fabricación.

Cuando se inspecciona la fabricación se contemplan especialmente estas 3 actividades:

1. Revisión de los materiales.

2. Revisión del dimensionamiento.
3. Revisión de los ensayos no destructivos.

## **II.6 Pruebas e inicio de operaciones**

En este apartado se contempla que antes de activar el tanque se deben de cumplir las pruebas necesarias para garantizar un buen funcionamiento.

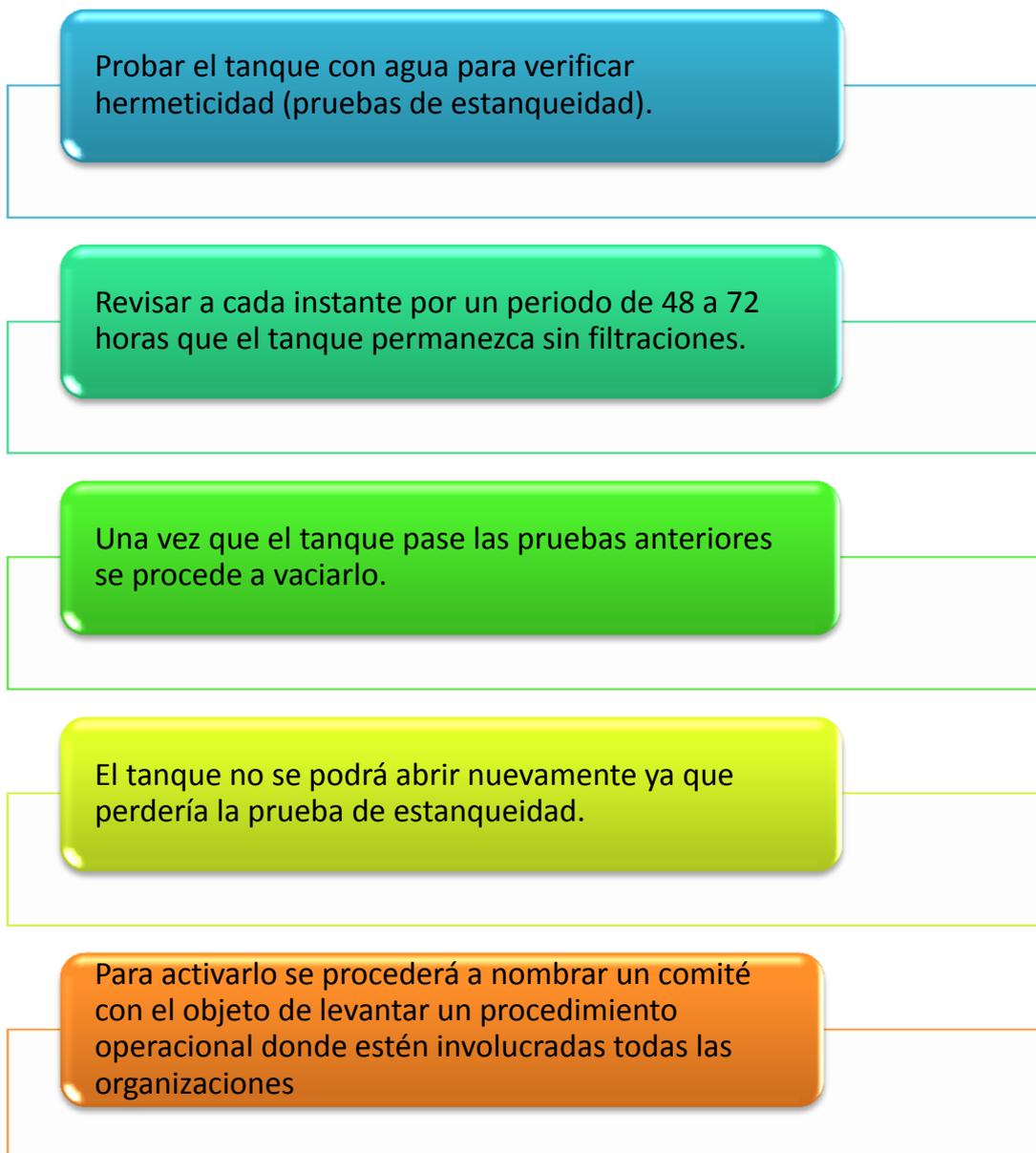


Figura 15. Actividades de la prueba e inicio de operaciones.

Prueba hidrostática (prueba de estanqueidad):

1. Realizar las conexiones necesarias para el llenado del tanque o recipiente. Realizar un croquis de los límites de prueba y comalear lo necesario.
2. Iniciar el llenado del tanque y/o recipiente hasta el ángulo de coronamiento.
3. Mantener llenado durante 24 horas.
4. Realizar inspección visual alrededor del tanque y/o recipiente.
5. Verificar que no existan fugas y posteriormente vaciar.

## **Capítulo III**

### **Medición estática de tanques de almacenamiento**

El proceso de la medición de los tanques de almacenamiento es un control indispensable en la cantidad de fluidos a la corriente de entrada.

Con una medición precisa del nivel estático se toman decisiones debido al tiempo de residencia disponible, si se tiene el nivel adecuado para un mantenimiento, la cantidad de hidrocarburos para la venta final y en qué condiciones están, entre otros.

La medición estática de hidrocarburos requiere una serie de condiciones mínimas para que la incertidumbre sea menor y deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Los fluidos contenidos dentro del tanque deben estar en condiciones de reposo total.
2. El elemento de medición debe encontrarse en buen estado y con calibración vigente.
3. Los tanques de almacenamiento deben estar en buen estado y contar con tablas de calibración vigentes.
4. Para la determinación de la temperatura, debe disponerse de un elemento de medición en buen estado y con certificación de calibración vigente.
5. Para la determinación de las especificaciones de calidad del fluido, se deben tomar muestras representativas y homogéneas para su análisis en laboratorio.
6. Para la determinación del nivel de fluidos, se debe seguir paso a paso algún procedimiento y/o norma establecida (Norma API 3.1A, Norma API 3.1B).

**III.1 Norma API 3.1A**

Esta norma describe los procedimientos para medir manualmente el nivel de hidrocarburos y productos derivados del petróleo en:

1. Tanques de almacenamiento de techo fijo.
2. Tanques de techo flotante.
3. Buques tanques marinos.

Esta norma es aplicable para medir cantidades de líquidos que tienen presiones de *vapor Reid* menores de 100 kPa (15 PSIA).

Las mediciones serán reportadas de la siguiente manera:

- Se requerirán 3 lecturas consecutivas dentro de un rango de 3 milímetros.
- Si dos de las 3 lecturas son idénticas, se puede reportar como válida si la diferencia con respecto a la tercera es de 1 mm.
- Si las 3 medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, se tomará el promedio de estas 3 medidas.
- Para tanques de almacenamiento con capacidad nominal de 1000 barriles se tendrá una tolerancia de 5 mm.

**III.1.1 Conceptos asociados a la medición estática****Medición**

La medición es la comparación de un patrón seleccionado cuya magnitud física se desea medir para determinar cuántas veces el patrón es contenido en esa magnitud. Hay dos tipos de mediciones:

#### Medición directa

Es la que se obtiene con un instrumento de medida que compara la variable a medir con un patrón.

#### Medición indirecta

Se obtiene mediante cálculos, a partir de las otras mediciones directas. En otras palabras cuando calculamos el valor de una variable, estamos realizando una medida indirecta.

### **III.1.2 Equipo de medición**

El equipo de medición deberá estar certificado por un laboratorio de calibración acreditado y trazable a un estándar de medición nacional, esta certificación debe cumplir con los límites de error máximos señalados en el API 3.1A. Este equipo de medición debe ser resistente a la corrosión ya que estará en contacto con ciertos fluidos corrosivos.

El acero usado en la fabricación de los elementos de medición debe tener un coeficiente de expansión térmica similar al del acero del tanque debido a la dilatación por temperatura, con esto se minimizan errores de medición.

El carrete y la manivela usados en el aforo deben ser durables, estar montados en conjunto en un marco. El equipo de medición utilizado es:

- Cinta estándar metálica para medición con plomada graduada.
- Regla graduada para medición de agua libre.
- Pasta indicadora de agua.
- Termómetro (electrónico o digital de copa abierta).
- Muestreador (botella o trampa).
- Equipo de seguridad.
- Material de limpieza.

En las Figuras 16, 17 y 18 se muestran algunos ejemplos del equipo de medición.

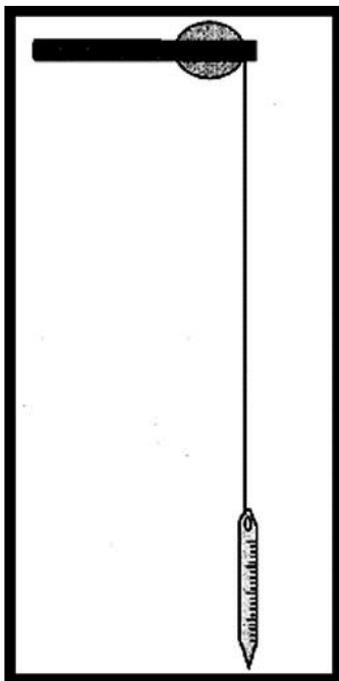


Figura 16. Cinta de medición.

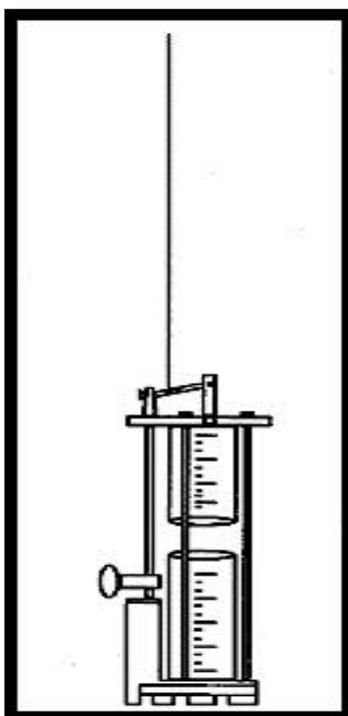


Figura 17. Plomada de medición.

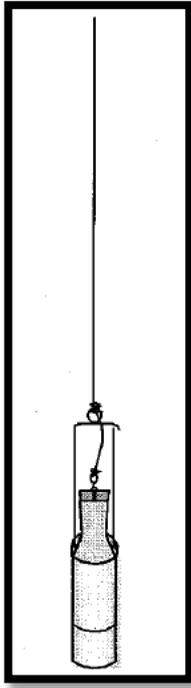


Figura 18. Muestreador.

Cinta de medición:

Es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (líquidos y agua libre) que hay en el tanque, esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinada, a partir de esta altura se calcula un volumen total observado contenido en el tanque.

Características de la cinta de medición:

- Debe estar hecha de acero inoxidable.
- Sino es de acero inoxidable puede ser de una aleación de cromo y plata.
- Debe tener un coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque.
- Resistente a líquidos corrosivos.

- Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- Debe tener un carrete donde se puede enrollar y desenrollar la cinta.
- Debe tener un gancho de soporte y fijación para la plomada.

Existen dos métodos que se utilizan con mayor frecuencia en la obtención del nivel estático de tanques de almacenamiento:

- Medición a fondo.
- Medición al vacío.

### **III.1.3 Medición a fondo**

Para la medición a fondo la lectura se define, es la distancia lineal a lo largo de una trayectoria vertical de la placa de referencia o fondo del tanque a la superficie del líquido medido. En la Figura 19 se muestra el instrumento usado para la medición a fondo, en Figura 20 se muestra el ejemplo de medición a fondo. La medición a fondo es una medición directa del nivel de líquido.

#### **Procedimiento**

- Se coloca de forma segura la cinta de medición en contacto con la tierra para que se disipe la corriente estática que pueda existir, se abre la escotilla de medición.
- Antes de realizar la medición es necesario identificar los datos del tanque a medir, la altura del mismo y el producto almacenado en el mismo.
- Al abrir la escotilla de medición se debe esperar unos segundos para disipar los gases que pudieran emanar provenientes del interior del tanque.
- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.

- Abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos unos 10 segundos. En caso de aceites pesados, grasas o líquidos con alta viscosidad requieren un tiempo de permanencia de 1 a 5 minutos.
- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta, si la altura observada es igual o tiene una diferencia de  $\pm 3$  mm, respecto al valor registrado, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido con la cinta.
- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registre la lectura, siempre escriba el corte continuo y claro como el nivel oficial de líquido medido.
- Utilice la tabla de capacidad del tanque para convertir la medida de la sonda al volumen que se observó en el tanque.
- Limpiar la cinta de medición.

Criterios de uso de este método de medición

La medición a fondo es más usada debido a que reduce el efecto de los movimientos del punto de referencia del tanque. Este método no es adecuado cuando se presentan sedimentos o alguna obstrucción que impida llegar al plato de medición en el fondo del tanque.

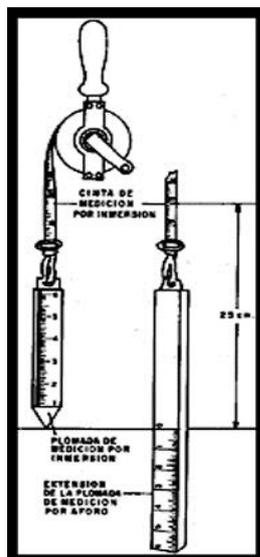


Figura 19. Cinta típica de medición y plomada para medición a fondo.

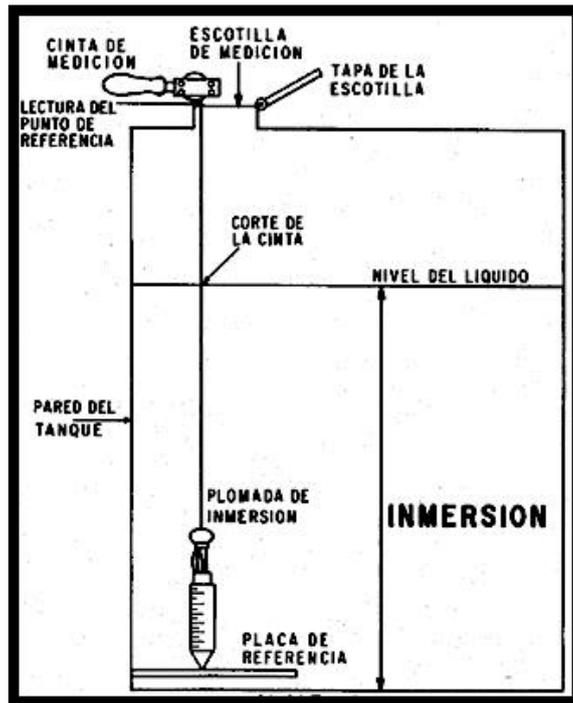


Figura 20. Medición a fondo.

### III.1.4 Medición al vacío

Para el método al vacío la medida de la lectura se define, la distancia a lo largo de una línea vertical desde la superficie del líquido que se mide al tanque por el punto de referencia del medidor. En la Figura 21 se muestra el instrumento usado para la medición al vacío, la Figura 22 es un ejemplo de medición al vacío. La medición al vacío es indirecta.

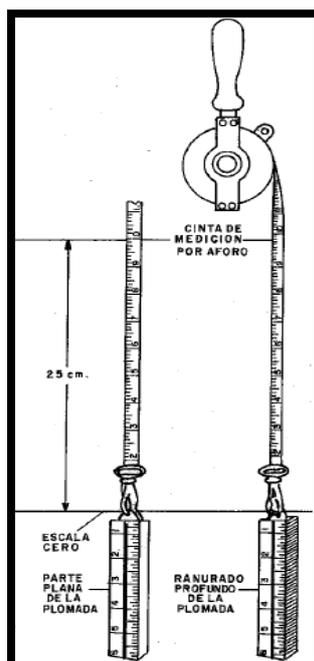


Figura 21. Cinta típica de medición y plomada para medición al vacío.

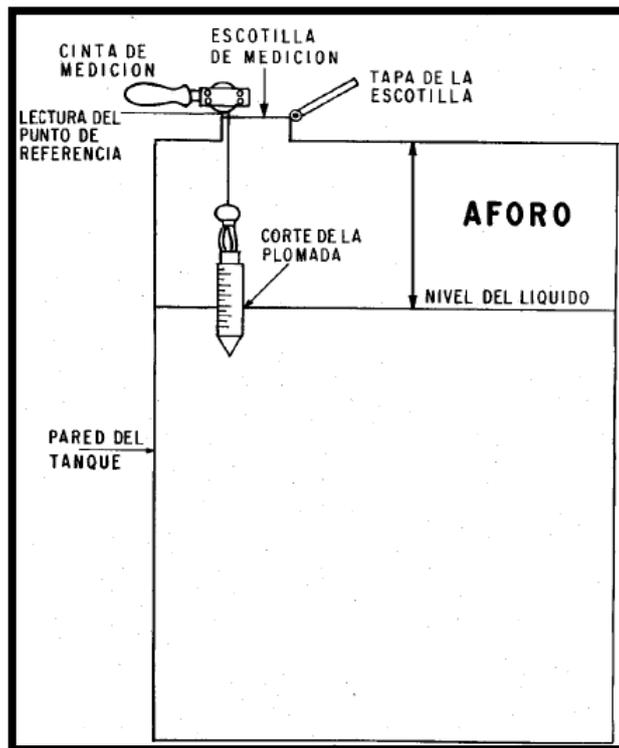


Figura 22. Medición al vacío.

Este método es confiable solo si la altura de referencia del medidor es la misma que la de la altura observada, al momento del procedimiento.

Procedimiento:

- Se coloca de forma segura la cinta de medición en contacto con la tierra para que se disipe la corriente estática que pueda existir, se abre la escotilla de medición.
- Se toman los datos por medio de telemetría o radar para tener un nivel de referencia.
- Antes de realizar la medición es necesario identificar los datos del tanque a medir, la altura del mismo y el producto almacenado en el mismo.
- Al abrir la escotilla de medición se debe esperar unos segundos para disipar los gases que pudieran emanar del interior del tanque.

- Al momento de introducir la cinta verificar al momento en que exista el contacto con el líquido y restar la altura del corte de la altura total, disminuyendo la marca del corte en la plomada.
- Limpiar la cinta de medición.

Criterios de uso de este método de medición

Cuando se utiliza la medición al vacío debe verificarse periódicamente la referencia del indicador de altura en el tanque para las condiciones de apertura y cierre, y se debe de asegurar de que ambas no hayan cambiado.

Si en caso de que existan cambios en la altura de la referencia medida, se recomienda el uso de medición a fondo.

La repetibilidad de las lecturas individuales se logrará si se mide desde el mismo punto de referencia.

### **III.1.5 Determinación de la altura del agua libre**

Existen muchos métodos pero el que más se usa es medir manualmente la altura del agua libre en el tanque con la misma cinta limpia y seca que se utilizó para medir el nivel de crudo. Básicamente la determinación del agua libre es similar a la medición al vacío. Las reglas recomendadas para la medición de agua son de 30 o 45 centímetros (12 o 18 pulgadas). La longitud de este tipo de reglas reducen los errores de medición al corte de agua.

En la Figura 23 se muestra el tipo de regla utilizada para la medición de agua, en la Figura 24 se muestra la determinación de la altura de agua libre.

Procedimiento:

- Se coloca de forma segura la cinta de medición en contacto con la tierra para que se disipe la corriente estática que pueda existir, se abre la escotilla de medición.

- Aplicar una capa delgada y uniforme de la pasta química detectora de agua en la sección donde se piensa se encuentre la interface agua-aceite.
- Introducir la cinta por la escotilla de medición proporcionando el tiempo suficiente para que la pasta reaccione con el agua libre.
- Subir la cinta de medición y obtener la lectura con el corte donde cambia el color de la pasta, determinando así la altura correcta del agua libre en el tanque.
- Repetir el procedimiento en caso de que el corte de agua no se lleve a cabo y en caso necesario adherir a la cinta de medición una regla para medir el agua libre, aplicando nuevamente una capa delgada y uniforme de la pasta química.
- Reportar el resultado obtenido de la medición.
- Limpiar y enrollar la cinta de medición

Otros métodos que son usados para la determinación del agua libre son:

- Detectores electrónicos de interfaz.
- Cintas galvanizadas.

Criterios de uso de este método de medición

Cuando la altura del agua supera la de la regla, el agua libre se puede medir mediante la cinta que fue recubierta por la pasta indicadora de agua libre. No se recomienda sacudir la plomada ni la cinta en la medición ya que puede producir que la pasta indicadora se desplace.

Las pastas indicadoras pueden diferir en las lecturas debido a la adherencia que tienen a ciertos crudos, pueden dar lecturas bajas o manchadas.

Características que tienen las pastas indicadoras de agua

- Claridad en el cambio de color.

- Habilidad de “arrojar” al aceite por la pasta utilizada.
- Duración (algunos tienden a endurecerse poco después de la apertura).
- Facilidad en la capacidad de aplicación y adherencia en las reglas.
- La densidad suficiente para no quitarse durante su viaje a través del aceite.
- Eficacia igualmente en agua ligeramente alcalina, con sal o ácida.

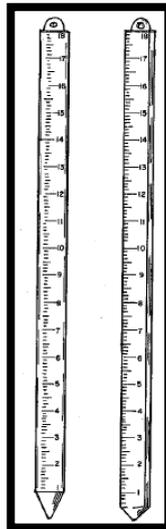


Figura 23. Reglas típicas de medición de agua.

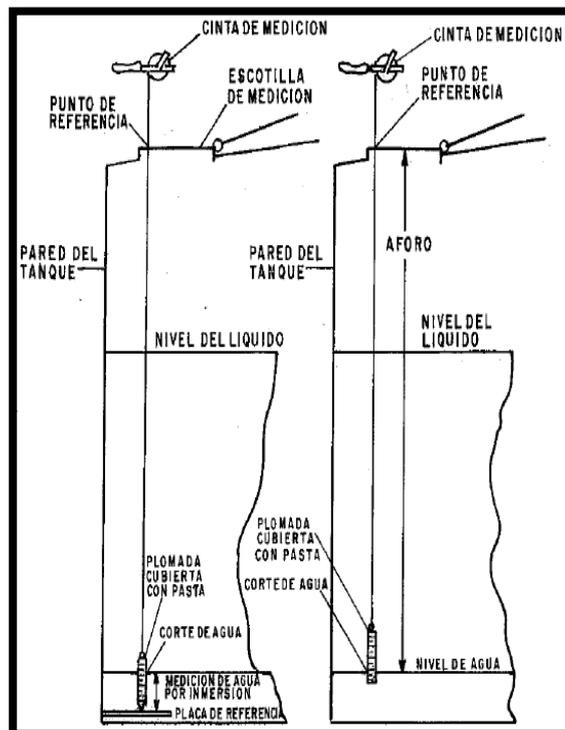


Figura 24. Determinación de la altura del agua libre.

**III.1.6 Medición en tanques mezcladores**

Si el tanque está equipado con un mezclador, este debe ser apagado antes de medir. El periodo de tiempo entre el apagado del mezclador y la medición, debe ser suficientemente largo para permitir que el líquido se encuentre en estado de reposo.

Las líneas de drenaje se mantendrán cerradas durante el periodo de medición.

**III.2 Norma API 3.1B**

Esta norma describe los procedimientos para medir de manera automática el nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento estacionarios atmosféricos, mediante el uso de medidores automáticos de tanques (ATGs), por sus siglas en inglés. Este estándar abarca:

1. La medición automática de tanques en general.
2. Precisión.
3. Instalación.
4. Puesta en servicio.
5. Calibración.
6. Verificación de ATGs de medición de sondeo o al vacío.

Esta norma es aplicable para medir cantidades de líquidos que tienen presiones de *vapor Reid* menores de 100 kPa (15 PSIA). Antes de realizar el ajuste inicial o la verificación de un ATG nuevo o reparado, se debería permitir que el tanque repose a un nivel constante durante un tiempo suficiente para lograr la liberación de aire o vapor del líquido y que el fondo del tanque logre una posición estable. El tanque debe activarse por lo menos un ciclo operación, llenándolo y vaciándolo dentro de los límites de trabajo normales de las tasas de llenado y descarga.

Para que el ATG pueda usarse de manera regular se debe hacer un ajuste inicial, que es el procedimiento mediante el cual la lectura del ATG se iguala al nivel promedio del tanque determinado por la medición del nivel de referencia (a un solo nivel). Este procedimiento confirma si la precisión instalada del ATG es la correcta, esto se realiza comparando el ATG contra las mediciones manuales del nivel de referencia del líquido a 3 diferentes niveles. En tanques que almacenan líquidos pesados o viscosos (asfaltos), se dificulta la medición o verificación de la altura de referencia.

La precisión del ATG depende bajo qué condiciones estén trabajando, en la siguiente tabla se muestran los rangos de tolerancia en condiciones de transferencia de custodia o inventario; la medición debe ser certificada y estar conforme a estándares nacionales y estar provista de una tabla de corrección.

**Tabla 3. Requerimientos de precisión para los ATGs.**

<b>Requerimiento</b>	<b>Transferencia de Custodia</b>	<b>Inventario</b>
Calibración de fábrica	1 mm (1/16 de pulgada)	3 mm (1/8 de pulgada)
Efecto de instalación	3 mm (1/8 de pulgada)	n.a.
Verificación inicial	4 mm (3/16 de pulgada)	25 mm (1 de pulgada)
Verificación Posterior	4 mm (3/16 de pulgada)	25 mm (1 de pulgada)
Frecuencia de la verificación	Mensual	Trimestral

### **III.2.1 Conceptos asociados a la medición con ATGs**

La transferencia de custodia se refiere a la venta de hidrocarburos, por lo que requieren una alta precisión. El uso de los ATGs para transferencia de custodia normalmente requiere de un acuerdo contractual mutuo celebrado entre el comprador y el vendedor, y puede estar sujeto a las regulaciones federales, estatales y locales.

El control de inventario se refiere a los hidrocarburos que se tienen almacenados, la precisión debe ser muy buena pero no tan alta como en la transferencia de custodia debido a que es para uso interno.

### **III.2.2 Equipo de Medición**

El ATG y las partes electrónicas asociadas deberán ser instalados y cableados de acuerdo a las instrucciones del fabricante, NFPA National Electrical Code y/o los estándares locales. Este dispositivo deberá soportar presión, temperatura y demás condiciones que se presenten cuando este en servicio. Deberán estar sellados para soportar la presión de vapor del líquido en el tanque.

Estos dispositivos deberán de tener una respuesta dinámica suficiente para monitorear el nivel de líquido durante los flujos máximos de llenado o vaciado del tanque. Todas las piezas del ATG que estén en contacto con el producto o sus vapores deben ser compatibles con estos para evitar la contaminación del producto y la corrosión del dispositivo.

También este dispositivo cuenta con un lector remoto que sirve para convertir la información del nivel a una señal electrónica analógica o digital. La resolución de la señal transmitida es usualmente de 1 mm en unidades métricas en SI o 1/16 de pulgada en unidades convencionales US. La recepción y transferencia de datos al lector remoto:

- No debe comprometer la precisión de la medición.
- La diferencia de los niveles mostrados en la unidad receptora remota y las lecturas de nivel que muestre el ATG en el tanque no deberá ser superior a  $\pm 1$  mm (1/16 de pulgada).
- Ser electromagnéticamente inmune.
- Proporcionar la velocidad adecuada que cumpla con el tiempo de actualización requerido para la unidad receptora.
- Proporcionar la seguridad y protección de los datos medidos para asegurar su integridad.
- No comprometer la resolución de la señal de la salida de la medición.

En las Figura 25 y 26 se ilustran ATGs utilizados en tanques de techo fijo y tanques de techo flotante.

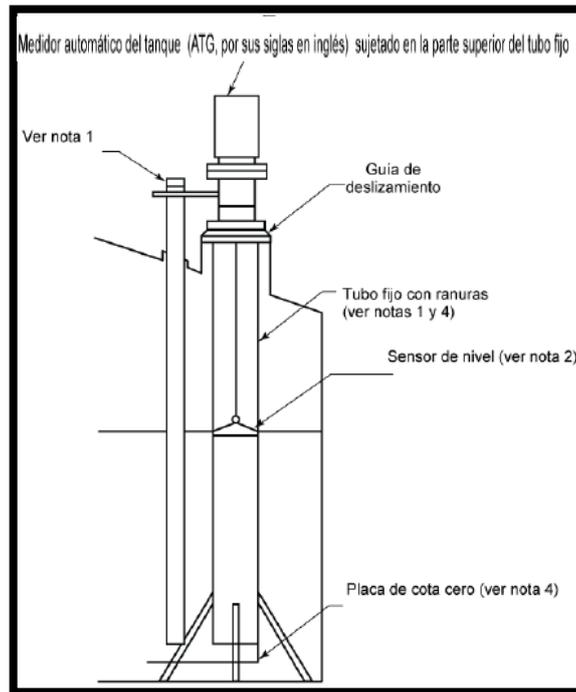


Figura 25. Instalación de ATGs con montaje en la parte superior de tanques de techo fijo con tubo vertical fijo.

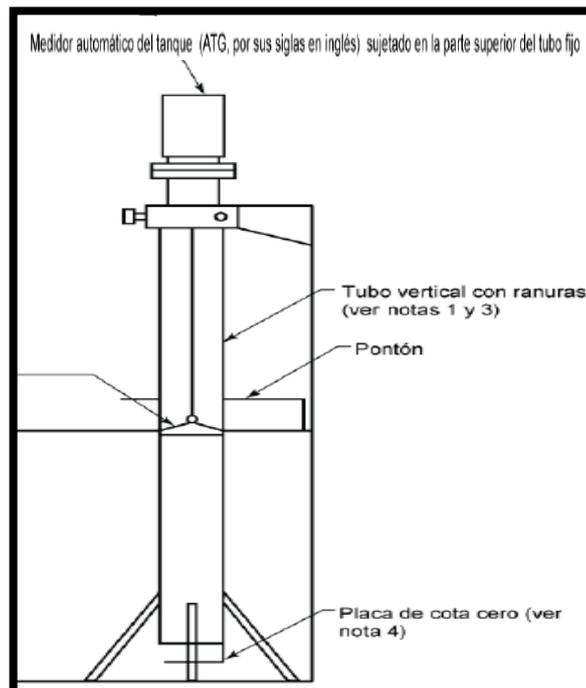


Figura 26. Instalación de ATGs con montaje en la parte superior de tanques de techo flotante externos o sobre tanques de techo flotante internos.

Notas:

1. Para el aforo manual y medición de temperatura puede instalarse un tubo(s) fijo(s) con ranuras independientes, junto al tubo fijo con ranuras del ATG.

2. Los ATGs con montaje en la parte superior se pueden instalar de manera similar, sin contacto.
3. El uso de tubos fijos con ranuras para ATG, para el aforo manual, y la medición de temperatura sobre tanques abiertos flotantes, puede estar sujeto a reglamentos ambientales.
4. La placa de cota cero deberá montarse sobre el fondo del tanque, debajo del tubo fijo con ranuras o localizado de 100 a 150 mm (4 a 6 pulgadas) debajo del tubo vertical ranurado (tal como se muestra).

### **III.2.3 Medición a fondo**

Los ATGs basados en mediciones de fondo están diseñados para medir directamente la altura del líquido. Estos son menos propensos a problemas de estabilidad del tanque que pueden causar errores de medición de nivel en los ATGs al vacío, pero requieren un punto de referencia en el tanque que sea estable.

Procedimiento:

1. Con los contenidos del tanque estáticos a un nivel entre un tercio o dos tercios de la capacidad total, registre la lectura estable del ATG antes de que el aforador llegue al tanque. También registre la lectura del ATG inmediatamente antes de hacer la medición manual de referencia. Verifique si la presencia del aforador sobre la parte superior del tanque afecta la lectura del ATG. Si la lectura del ATG varía en más de 1 mm (1/16 de pulgada), investigue la causa y evalúe el impacto antes de proceder.
2. Determine el nivel de los contenidos del tanque mediante las mediciones a fondo manuales de referencia hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 1 mm (1/16 de pulgada) o que cinco medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 4 mm (3/16 de pulgada).
3. Promediar las medidas consecutivas del punto 2.
4. Registre la lectura del ATG inmediatamente después de realizar las mediciones a fondo de referencia manuales y confirme que no haya ocurrido ningún cambio durante la medición manual. Si la lectura del ATG ha cambiado respecto al registro del punto 1, verifique que no haya existido ninguna transferencia al o desde el tanque y que las válvulas del tanque se encuentren cerradas. Repetir el procedimiento desde el paso 1.

5. Compare la lectura del ATG con la medición promedio a fondo manual de referencia. Si las dos no coinciden (dentro de la resolución del ATG), ajuste el ATG para que la lectura sea la misma que la medición promedio a fondo manual de referencia.

### **III.2.4 Medición al vacío**

Los ATGs basados en mediciones al vacío están diseñados para medir la distancia del punto de referencia del ATG a la superficie del líquido. Algunos tipos de ATGs basados en aforos al vacío tienen la capacidad de compensar por el movimiento del punto de referencia del tanque (donde tal movimiento ha sido cuantificado y mostrado ser repetible), pero los tipos más tradicionales de ATG basados en aforos al vacío no pueden compensar muchas de las limitaciones de precisión en la medición del nivel del tanque.

Procedimiento:

1. Con el producto en reposo dentro del tanque, a un nivel entre unos y dos tercios de su capacidad, registre la lectura estable del ATG antes de que el aforador llegue al tanque, registre también la lectura del ATG inmediatamente antes de hacer las mediciones manuales de referencia. Verifique si la presencia de aforar sobre la parte superior del tanque afecta la lectura del ATG. Si en la lectura del ATG varía en más de 1 mm (1/16 de pulgada), investigue la causa y evalúe el impacto antes de proceder.
2. Mida la altura de referencia del tanque en el punto de acceso oficial de medición hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 1 mm (1/16 de pulgada) o que cinco medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 3 mm (1/8 de pulgada). Calcule el valor del promedio para obtener la altura de referencia (es decir, el promedio de las mediciones consecutivas) y compare con la altura de referencia de calibración. Si las alturas de referencia medidas y de calibración difieren por más de 2 mm (1/8 de pulgada), entonces pueden presentarse problemas con el procedimiento de verificación inicial. Se debe investigar la causa de este error si existe.
3. Determine la medición manual del aforo al vacío de referencia de los contenidos del tanque desde el mismo punto de acceso de medición (utilizando la misma cinta y pesa de medición) hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 1 mm (1/16 de pulgada) o que cinco medidas consecutivas coincidan dentro de un rango

de 4 mm (3/16 de pulgada). Calcule el valor del promedio de las mediciones consecutivas.

4. Determine la medición a fondo equivalente restando la medición al vacío manual promedio a la altura de referencia del tanque promedio medida.
5. Registre la lectura del ATG inmediatamente después de realizar las mediciones manuales de referencia y confirme que no haya ocurrido ningún cambio durante la medición manual. Si la lectura del ATG ha cambiado respecto a la registrada en el paso 1, verifique que no haya existido ninguna transferencia al o desde el tanque y que las válvulas del tanque se encuentren cerradas. Repetir el procedimiento desde el paso 1.
6. Compare la lectura del ATG con la medición a fondo equivalente calculada. Si las dos no coinciden (dentro de la resolución del ATG), ajuste el ATG de manera que la lectura sea la misma a la medición de fondo equivalente.

### **III.2.5 Factores que pueden originar errores en la medición de nivel**

- Errores de instalación del tanque.
- Cambios en las condiciones operativas.
- Cambios en las propiedades físicas del líquido y/o vapor.
- Cambios en las propiedades eléctricas del líquido y/o el vapor.
- Cambios en las condiciones ambientales locales.
- Errores en la medición manual.
- Errores inherentes en el ATG.

### **III.2.6 Limitaciones de precisión en ATGs**

- Errores ocasionados por la instalación inadecuada del ATG.

- Errores en la transmisión de la información de temperatura y nivel del tanque a un lector remoto.
- Errores en la tabla de capacidad del tanque, las propiedades físicas y otros datos de ingreso a la computadora del sistema de medición del tanque.

### **III.3 Capítulo 12. Cálculo de cantidades de petróleo estático. Parte 1 (Tanques cilíndricos verticales y de buques)**

Este estándar tiene como objetivo estandarizar los procedimientos de cálculo de tanques estáticos y sustentar un criterio uniforme para los cálculos de volumen y masa de crudo, productos del petróleo y petroquímicos contenidos en tanques. Se calculan cantidades de líquido estático a condiciones atmosféricas, en tanques verticales cilíndricos y de buques.

Información requerida para el cálculo de volúmenes en un tanque de tierra:

- Altura del nivel de líquido.
- Altura del nivel de agua.
- Temperatura del líquido.
- Densidad del crudo (API).
- Densidad relativa del gas.
- Presión base.
- Temperatura base.
- Porcentaje de agua y sedimentos.

Además se deben de contar con las tablas de calibración del tanque, las cuales deben cumplir con la vigencia establecida.

**Tabla 4. Tabla de calibración para tanques de almacenamiento.**

<b>Cm</b>	<b>Barr</b>	<b>Mtrs Cub</b>	<b>Cm</b>	<b>Barr</b>	<b>Mtrs Cub</b>	<b>Cm</b>	<b>Barri</b>	<b>Mtrs Cub</b>	<b>Cm</b>	<b>Barri</b>	<b>Mtrs Cub</b>	<b>Cm</b>	<b>Barr</b>	<b>Mtrs Cub</b>
<b>0 M</b>	0.00	0.000	<b>3 M</b>	281.2	44.71	<b>6 M</b>	562.1	89.37	<b>9 M</b>			<b>12 M</b>		
<b>5</b>	4.68	0.745	<b>5</b>	285.9	45.45	<b>5</b>	566.8	90.12	<b>5</b>			<b>5</b>		
<b>10</b>	9.37	1.490	<b>10</b>	290.5	46.19	<b>10</b>			<b>10</b>			<b>10</b>		
<b>15</b>	14.05	2.234	<b>15</b>	295.2	46.94	<b>15</b>			<b>15</b>			<b>15</b>		
<b>20</b>	18.74	2.979	<b>20</b>	299.9	47.68	<b>20</b>			<b>20</b>			<b>20</b>		
<b>25</b>	23.44	3.727	<b>25</b>	304.6	48.42	<b>25</b>			<b>25</b>			<b>25</b>		
<b>30</b>	28.16	4.477	<b>30</b>	309.2	49.17	<b>30</b>			<b>30</b>			<b>30</b>		
<b>35</b>	32.88	5.228	<b>35</b>	313.9	49.91	<b>35</b>			<b>35</b>			<b>35</b>		
<b>40</b>	37.58	5.975	<b>40</b>	318.6	50.65	<b>40</b>			<b>40</b>			<b>40</b>		
<b>45</b>	42.28	6.722	<b>45</b>	323.3	51.40	<b>45</b>			<b>45</b>			<b>45</b>		
<b>50</b>	46.98	7.469	<b>50</b>	327.9	52.14	<b>50</b>			<b>50</b>			<b>50</b>		
<b>55</b>	51.68	8.217	<b>55</b>	333.6	52.88	<b>55</b>			<b>55</b>			<b>55</b>		
<b>60</b>	56.38	8.964	<b>60</b>	337.3	53.63	<b>60</b>			<b>60</b>			<b>60</b>		
<b>65</b>	61.08	9.711	<b>65</b>	342.0	54.37	<b>65</b>			<b>65</b>			<b>65</b>		
<b>70</b>	65.78	10.45	<b>70</b>	346.6	55.11	<b>70</b>			<b>70</b>			<b>70</b>		
<b>75</b>	70.48	11.20	<b>75</b>	351.3	55.86	<b>75</b>			<b>75</b>			<b>75</b>		
<b>80</b>	75.18	11.95	<b>80</b>	356.0	56.60	<b>80</b>			<b>80</b>			<b>80</b>		
<b>85</b>	79.86	12.69	<b>85</b>	360.7	57.34	<b>85</b>			<b>85</b>			<b>85</b>		
<b>90</b>	84.54	13.44	<b>90</b>	363.3	58.09	<b>90</b>			<b>90</b>			<b>90</b>		
<b>95</b>	89.23	14.18	<b>95</b>	370.0	58.83	<b>95</b>			<b>95</b>			<b>95</b>		
<b>1 M</b>	93.91	14.93	<b>4 M</b>	374.7	59.57	<b>7 M</b>			<b>10 M</b>			<b>13 M</b>		
<b>5</b>	98.59	15.67	<b>5</b>	379.4	60.32	<b>5</b>			<b>5</b>			<b>5</b>		

## MEDICIÓN ESTÁTICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

2015

<b>10</b>	103.2	16.41	<b>10</b>	384.0	61.06	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>15</b>	107.9	17.16	<b>15</b>	388.7	61.80	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b>20</b>	112.6	17.90	<b>20</b>	393.4	62.55	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
<b>25</b>	117.3	18.65	<b>25</b>	398.1	63.29	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>25</b>
<b>30</b>	122.0	19.39	<b>30</b>	402.8	64.03	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
<b>35</b>	126.6	20.14	<b>35</b>	407.4	64.78	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
<b>40</b>	131.3	20.88	<b>40</b>	412.1	65.52	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>
<b>45</b>	136.0	21.63	<b>45</b>	416.8	66.26	<b>45</b>	<b>45</b>	<b>45</b>
<b>50</b>	140.7	22.37	<b>50</b>	421.5	67.01	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>
<b>55</b>	145.4	23.12	<b>55</b>	426.1	67.75	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>55</b>
<b>60</b>	150.1	23.86	<b>60</b>	430.8	68.50	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>
<b>65</b>	154.7	24.61	<b>65</b>	435.5	69.24	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>65</b>
<b>70</b>	159.4	25.35	<b>70</b>	440.2	69.99	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>
<b>75</b>	164.1	26.09	<b>75</b>	444.9	70.74	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>
<b>80</b>	168.8	26.84	<b>80</b>	449.6	71.48	<b>80</b>	<b>80</b>	<b>80</b>
<b>85</b>	173.5	27.58	<b>85</b>	454.3	72.23	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>85</b>
<b>90</b>	178.2	28.33	<b>90</b>	459.0	72.97	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>90</b>
<b>95</b>	182.8	29.07	<b>95</b>	463.6	73.72	<b>95</b>	<b>95</b>	<b>95</b>
<b>2 M</b>	187.5	29.82	<b>5 M</b>	468.3	74.46	<b>8 M</b>	<b>11 M</b>	<b>14 M</b>
<b>5</b>	192.2	30.56	<b>5</b>	473.0	75.21	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>10</b>	196.9	31.31	<b>10</b>	477.7	75.95	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>15</b>	201.6	32.05	<b>15</b>	482.4	76.70	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
<b>20</b>	206.3	32.80	<b>20</b>	487.1	77.44	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>

## MEDICIÓN ESTÁTICA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

2015

25	210.9	33.54	25	491.8	78.19	25		25		25
30	215.6	34.28	30	496.5	78.93	30		30		30
35	220.3	35.03	35	501.2	79.68	35		35		35
40	225.0	35.77	40	505.8	80.43	40		40		40
45	229.7	36.52	45	510.5	81.17	45		45		45
50	234.4	37.26	50	515.2	81.92	50		50		50
55	239.0	38.01	55	519.9	82.66	55		55		55
60	243.7	38.75	60	524.6	83.41	60		60		60
65	248.4	39.50	65	529.3	84.15	65		65		65
70	253.1	40.24	70	534.0	84.90	70		70		70
75	257.8	40.99	75	538.7	85.64	75		75		75
80	262.5	41.73	80	543.4	86.39	80		80		80
85	267.1	42.47	85	548.0	87.13	85		85		85
90	271.8	43.22	90	552.7	87.88	90		90		90
95	276.5	43.96	95	557.4	88.62	95		95		95

### MILIMETROS PROPORCIONALES

mm	Barr	Mtrs Cub	mm	Barr	Mtrs Cub	mm	Barri	Mtrs Cub	mm	Barri	Mtrs Cub	mm	Barr	Mtrs Cub
1	0.09	0.015	11	1.03	0.164	21	1.97	0.313	31	2.90	0.462	41	3.84	0.610
2	0.19	0.030	12	1.12	0.179	22	2.06	0.328	32	3.00	0.476	42	3.93	0.625
3	0.28	0.045	13	1.22	0.194	23	2.15	0.342	33	3.09	0.491	43	4.03	0.640
4	0.37	0.060	14	1.31	0.208	24	2.25	0.357	34	3.18	0.506	44	4.12	0.655
5	0.47	0.074	15	1.40	0.223	25	2.34	0.372	35	3.28	0.521	45	4.21	0.670
6	0.56	0.089	16	1.50	0.238	26	2.43	0.387	36	3.37	0.536	46	4.31	0.685
7	0.66	0.104	17	1.59	0.253	27	2.53	0.402	37	3.46	0.551	47	4.40	0.700

<b>8</b>	0.75	0.119	<b>18</b>	1.69	0.268	<b>28</b>	2.62	0.417	<b>38</b>	3.56	0.566	<b>48</b>	4.50	0.715
<b>9</b>	0.84	0.134	<b>19</b>	1.78	0.283	<b>29</b>	2.72	0.432	<b>39</b>	3.65	0.581	<b>49</b>	4.59	0.730
<b>10</b>	0.94	0.149	<b>20</b>	1.87	0.298	<b>30</b>	2.81	0.447	<b>40</b>	3.75	0.596	<b>50</b>		

Procedimiento de cálculo

1. Con la tabla de calibración y las alturas del líquido y del agua se determinan los volúmenes directamente.
2. Se calcula el volumen total observado (TOV)

$$\text{TOV} = \text{Volumen correspondiente a la altura total del líquido (m}^3\text{)}$$

3. Se calcula el volumen de agua libre (FW)  
FW=Volumen correspondiente a la altura de agua en el tanque (m3)
4. Cálculo de ajuste por techo flotante (si es que es de este tipo).

Se toma como referencia 35 API y se determina con alguna correlación la densidad del crudo que se tendría con la temperatura del líquido.

$$\text{Diferencia} = \text{Densidad obtenida @ temperatura de líquido} - 35^\circ\text{API}$$

Si API <35, por cada grado API se adicionan 24.59 barriles

Si API >35, por cada grado API se restan 24.59 barriles

$$\text{FRA} = \text{Ajuste por techo flotante} = \text{Diferencia} * (+/-) 24.59 \text{ barriles}$$

5. Cálculo del volumen grueso observado (GOV)

$$\text{GOV} = [(\text{TOV} - \text{FW}) \text{CTSh}] \pm \text{FRA}$$

Dónde:

CTSh= Corrección por temperatura en la carcasa del tanque.

$$\text{CTSh} = 1 + 2 \alpha \Delta T + \alpha^2 \Delta T^2$$

$\alpha$ : es el coeficiente lineal de expansión del material de la carcasa del tanque.  
 $\Delta T$ : Delta de temperatura de la carcasa del tanque, dada por  
 $\Delta T = T_{Sh} - T_{base}$

**Tabla 5. Tabla de coeficientes lineales de expansión**

Tipo de acero	Coeficiente por °F	Coeficiente por °C
Carbón templado	0.00000620	0.0000112
304 Inoxidable	0.00000960	0.0000173
316 Inoxidable	0.00000883	0.0000159
17-4PH Inoxidable	0.00000600	0.0000108

6. Cálculo del volumen estándar grueso (GSV)

$$GSV = GOV * CTL$$

Dónde:

CTL es la corrección por efecto de temperatura en el líquido o factor de corrección de volumen (VCF).

El CTL se obtiene con la correlación de Standing.

7. Cálculo del volumen estándar neto (NSV)

$$NSV = GSV * CSW$$

Dónde:

$$CSW = \frac{100 - \%S\&W}{100}$$

8. Cálculo del volumen de agua y sedimento (S&Wvol)

$$S\&Wvol = GSV - NSV$$

9. Cálculo del volumen neto de aceite y agua (VAP)

$$VAP = FW + SW$$

Ejemplo

Datos:

Tanque de la región norte

Altura de interfase agua-aceite 1 m

Altura del nivel de líquido 3.05 m

Densidad relativa del gas 0.65

Presión base 14.22 PSIA

Temperatura base 82.4 °F

Temperatura del líquido 100 °F

Densidad del aceite 20° API

% agua y sedimento 1.5 %

Carcasa del tanque Carbono templado

Techo flotante No

1. Con la tabla 3 se obtienen los volúmenes directamente con las alturas del líquido y del agua.

Altura	Volumen (m <sup>3</sup> )
1	14.93
3.05	45.456

2. Se calcula el volumen total observado (TOV)

TOV= Volumen correspondiente a la altura total del líquido ( m<sup>3</sup>)

TOV= 45.456 m<sup>3</sup>

3. Se calcula el volumen de agua libre (FW)

FW= Volumen correspondiente a la altura de agua en el tanque ( m<sup>3</sup>)

FW= 14.93 m<sup>3</sup>

4. Cálculo de ajuste por techo flotante (si es que el tanque tiene esta característica).

Se toma como referencia 35 °API y se determina con alguna correlación la densidad del crudo que se tendría con la temperatura del líquido.

Diferencia= Densidad obtenida @ temperatura de líquido – 35°API

Si API <35, por cada grado API se adicionan 24.59 barriles

Si API >35, por cada grado API se restan 24.59 barriles

FRA= Ajuste por techo flotante= Diferencia\*(+/-) 24.59 barriles.

FRA= 0 por ser un tanque con techo fijo.

5. Cálculo del volumen grueso observado (GOV)

$$GOV = [(TOV - FW) CTS_h] \pm FRA$$

Dónde:

CTS<sub>h</sub>= Corrección por temperatura en la carcasa del tanque.

$$CTS_h = 1 + 2 \alpha \Delta T + \alpha^2 \Delta T^2$$

$$CTS_h = 1 + 2(0.0000062)(17.6) + (0.0000062)^2 (17.6)^2$$

$$CTS_h = 1.00022$$

Se toma el valor de “α” de la Tabla 4 para carbón templado.

α: es el coeficiente lineal de expansión del material de la carcasa del tanque.

ΔT: Delta de temperatura de la carcasa del tanque, dada por

$$\Delta T = T_{Sh} - T_{base} = 100 \text{ °F} - 82.4 \text{ °F} = 17.6 \text{ °F}$$

$$GOV = [(TOV - FW) CTS_h] \pm FRA$$

$$GOV = [(45.456 \text{ m}^3 - 14.93 \text{ m}^3) (1.00022)] + 0$$

$$GOV = 30.5327 \text{ m}^3$$

6. Cálculo del volumen estándar grueso (GSV)

$$GSV = GOV * CTL$$

Dónde:

CTL es la corrección por efecto de temperatura en el líquido o factor de corrección de volumen (VCF).

El CTL se obtiene del *ASTM-IP petroleum measurement tables: ASTM designation D 1250, IP designation 200*. Tabla 6. CTL= 0.9844

Tabla 6. Coeficientes de corrección por efecto de temperatura en el líquido.

**TABLA 6**

**REDUCCIÓN DE VOLUMEN A 60 °F** **20-29° API**

ASTM-IP	Densidad API a 60 °F									
	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Factor de reducción del volumen a 60 °F									
50	1.0039	1.0040	1.0040	1.0040	1.0040	1.0041	1.0041	1.0041	1.0042	1.0042
51	1.0035	1.0036	1.0036	1.0036	1.0036	1.0037	1.0037	1.0037	1.0038	1.0038
52	1.0031	1.0032	1.0032	1.0032	1.0032	1.0033	1.0033	1.0033	1.0033	1.0034
53	1.0028	1.0028	1.0028	1.0028	1.0028	1.0028	1.0029	1.0029	1.0029	1.0029
54	1.0024	1.0024	1.0024	1.0024	1.0024	1.0024	1.0025	1.0025	1.0025	1.0025
55	1.0020	1.0020	1.0020	1.0020	1.0020	1.0020	1.0021	1.0021	1.0021	1.0021
56	1.0016	1.0016	1.0016	1.0016	1.0016	1.0016	1.0016	1.0017	1.0017	1.0017
57	1.0012	1.0012	1.0012	1.0012	1.0012	1.0012	1.0012	1.0012	1.0013	1.0013
58	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008	1.0008
59	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004	1.0004
60	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
61	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996
62	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992
63	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9987	0.9987
64	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9983	0.9983	0.9983
65	0.9980	0.9980	0.9980	0.9980	0.9980	0.9980	0.9980	0.9979	0.9979	0.9979
66	0.9976	0.9976	0.9976	0.9976	0.9976	0.9976	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975
67	0.9973	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	0.9971	0.9971	0.9971	0.9971
68	0.9969	0.9968	0.9968	0.9968	0.9968	0.9968	0.9967	0.9967	0.9967	0.9966
69	0.9965	0.9964	0.9964	0.9964	0.9964	0.9963	0.9963	0.9963	0.9962	0.9962
70	0.9961	0.9961	0.9960	0.9960	0.9960	0.9959	0.9959	0.9959	0.9958	0.9958
71	0.9957	0.9957	0.9956	0.9956	0.9956	0.9955	0.9955	0.9955	0.9954	0.9954
72	0.9953	0.9953	0.9952	0.9952	0.9952	0.9951	0.9951	0.9950	0.9950	0.9950
73	0.9949	0.9949	0.9948	0.9948	0.9948	0.9947	0.9947	0.9946	0.9946	0.9945
74	0.9945	0.9945	0.9944	0.9944	0.9944	0.9943	0.9943	0.9942	0.9942	0.9941
75	0.9941	0.9941	0.9940	0.9940	0.9940	0.9939	0.9939	0.9938	0.9938	0.9937
76	0.9937	0.9937	0.9936	0.9936	0.9936	0.9935	0.9935	0.9934	0.9933	0.9933
77	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9932	0.9931	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929
78	0.9930	0.9929	0.9929	0.9928	0.9927	0.9927	0.9926	0.9926	0.9925	0.9924
79	0.9926	0.9925	0.9925	0.9924	0.9923	0.9923	0.9922	0.9922	0.9921	0.9920
80	0.9922	0.9921	0.9921	0.9920	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9917	0.9916
81	0.9918	0.9917	0.9917	0.9916	0.9915	0.9915	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912
82	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9909	0.9908	0.9908
83	0.9910	0.9909	0.9909	0.9908	0.9907	0.9907	0.9906	0.9905	0.9904	0.9903
84	0.9906	0.9905	0.9905	0.9904	0.9903	0.9903	0.9902	0.9901	0.9900	0.9899
85	0.9902	0.9902	0.9901	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9897	0.9896	0.9895
86	0.9898	0.9898	0.9897	0.9896	0.9895	0.9895	0.9894	0.9893	0.9892	0.9891
87	0.9895	0.9894	0.9893	0.9892	0.9891	0.9891	0.9890	0.9889	0.9888	0.9887
88	0.9891	0.9890	0.9889	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9885	0.9884	0.9883
89	0.9887	0.9886	0.9885	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9881	0.9879	0.9878
90	0.9883	0.9882	0.9881	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9876	0.9875	0.9874
91	0.9879	0.9878	0.9877	0.9876	0.9875	0.9874	0.9873	0.9872	0.9871	0.9870
92	0.9875	0.9874	0.9873	0.9872	0.9871	0.9870	0.9869	0.9868	0.9867	0.9866
93	0.9871	0.9870	0.9869	0.9868	0.9867	0.9866	0.9865	0.9864	0.9863	0.9862
94	0.9867	0.9866	0.9865	0.9864	0.9863	0.9862	0.9861	0.9860	0.9859	0.9857
95	0.9863	0.9862	0.9861	0.9860	0.9859	0.9858	0.9857	0.9856	0.9855	0.9853
96	0.9860	0.9859	0.9857	0.9856	0.9855	0.9854	0.9853	0.9852	0.9850	0.9849
97	0.9856	0.9855	0.9854	0.9853	0.9851	0.9850	0.9849	0.9848	0.9846	0.9845
98	0.9852	0.9851	0.9850	0.9849	0.9847	0.9846	0.9845	0.9844	0.9842	0.9841
99	0.9848	0.9847	0.9846	0.9845	0.9843	0.9842	0.9841	0.9840	0.9838	0.9837
100	0.9844	0.9843	0.9842	0.9841	0.9839	0.9838	0.9837	0.9835	0.9834	0.9832

$$GSV = (30.5327 \text{ m}^3) (0.9844) = 30.0563$$

7. Cálculo de volumen estándar neto (NSV)

$$NSV = GSV * CSW$$

Dónde:

$$CSW = \frac{100 - \%S\&W}{100}$$

$$CSW = \frac{100 - 1.5}{100} = 0.985$$

$$NSV = (30.0563) (0.985) = 29.6054 \text{ m}^3$$

8. Cálculo del volumen de agua y sedimentos (S&Wvol)

$$S\&W\text{vol} = GSV - NSV$$

$$S\&W\text{vol} = 30.0563 - 29.6054 = .4509 \text{ m}^3$$

9. Cálculo del volumen neto de aceite y agua (VAP)

$$VAP = FW + S\&W\text{vol}$$

$$VAP = 14.93 + .4509 = 15.3809 \text{ m}^3$$

#### **III.4 Cálculo de volúmenes transferidos para transferencia de custodia**

Para conocer los volúmenes transferidos a ventas comúnmente se requiere de un mismo cálculo antes y después de una transferencia para determinar la diferencia. Si varios tanques están involucrados se repite el proceso para cada tanque y la suma de la cantidad transferida por cada tanque es la cantidad total transferida.

#### **III.5 Tanques pequeños en arrendamiento**

Los tanques de arrendamiento son diferentes a los tanques de almacenamiento por su tamaño y el procedimiento de aforo. Por lo tanto, es necesario establecer procedimiento de cálculos únicos para los tanques en arrendamiento. Este procedimiento es aplicable a los tanques en arrendamiento de 5000 barriles (795 m<sup>3</sup>) o menores y supone que la muestra para hacer el cierre comercial tiene crudo comercializable verificado al menos 4 pulgadas debajo de la salida del tanque.

## Capítulo IV

### Seguridad en los tanques de almacenamiento

#### IV.1 Elementos de un tanque de almacenamiento

El conocimiento de los elementos básicos de un tanque de almacenamiento es el primer paso para trabajar con seguridad. Hay muchos elementos que lo constituyen, a continuación se mencionarán los más representativos que intervienen en el momento de la medición y que mantienen la estabilidad de los fluidos dentro del mismo.

- *Boca de aforo:* Abertura sobre el techo del tanque a través del cual se realizan las medidas y muestras para el aforo.
- *Tubo de aforo:* Es un tubo ranurado generalmente de 6 u 8 pulgadas de diámetro utilizado para introducir la cinta de medición.
- *Punto de referencia:* Distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque o la placa del nivel cero (0) en el fondo del tanque. Esta distancia debe ser visible en la parte superior del tanque muy cerca de la boca de visita.
- *Sistema de medición local:* Es por cinta y está localizado en el tanque, lo cual nos permite tener información sobre la medida del crudo que se encuentra en el tanque, no es la medida oficial. Este sistema de medición tiene incorporada protección por bajo nivel y protección por alto nivel, emitiendo una alarma en caso de sobre llenado.
- *Sello de techo en tanques flotantes:* El techo flota sobre el líquido, o sea al espejo del producto, evitando la formación del espacio de vapor, minimizando las pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño al medio ambiente y el riesgo de mezclas explosivas.
- *El artesón:* Construcción que se realiza dentro del tanque en la cual la succión queda inmersa dentro del mismo, generalmente su construcción tiene las siguientes dimensiones, 3 pies de altura por 6 pies de diámetro, su función principal

es la de evitar que el tanque succione agua del fondo mientras se encuentra bombeando.

- *Rompe vórtice:* Consiste en construir una campana al final del tubo de succión con 6 deflectores distante de 60° una de la otra, en el interior del tanque, siendo su función principal evitar la turbulencia durante el bombeo del tanque.

## **IV.2 Instrumentación y dispositivos asociados al tanque de almacenamiento**

Existen más instrumentos y dispositivos que son parte del tanque, algunos colocados en el techo como medidas de seguridad y otros en la envolvente.

Dependiendo de las necesidades con las cuales fue construido algunos elementos pueden cambiar de posición. En esencia estos son elementos básicos que son colocados en el techo y en la envolvente de los tanques.

### **IV.2.1 En techo**

- *Válvula de presión - vacío:* Su función es liberar el exceso de presión o vacío que se puede generar en el interior del tanque debido a los cambios de temperatura y a los movimientos de carga y descarga de líquido.
- *Válvula de emergencia:* Su función es liberar el exceso de presión que se puede generar en el interior del tanque debido a fuego externo.
- *Entrada de hombre:* Permite el acceso del personal de mantenimiento por el techo del tanque, un ejemplo del diámetro de estos es de 24".
- *Elemento de temperatura tipo sonda:* Su función es medir la temperatura del aceite almacenado en el tanque.

### **IV.2.2 En la envolvente**

- *Cámaras de espuma contraincendios:* Su función es la inyección superficial de espuma contraincendios.
- *Puntos de inyección de espuma contraincendios sub-superficial:* Están en la base del tanque y cuentan con puntos de inyección de espuma sub-superficial en caso de incendio.
- *Entrada de hombre:* Su función es permitir el acceso del personal de mantenimiento por el casco del tanque.
- *Transmisor indicador de presión:* Su función es medir la presión del líquido almacenado en el tanque.
- *Escaleras y plataformas:* Medio por el cual permite al personal acceder al tanque para efectuar operaciones en este.

### **IV.3 Servicios auxiliares**

Estos son elementos adicionales son usados en caso de contingencias o contaminación de los hidrocarburos con agua o fluidos no deseados dentro del tanque.

Los servicios auxiliares ayudan a controlar este tipo de problemas, aunque no garantizan siempre el control de algún siniestro que pudo ser evitado con una buena planeación de trabajo. Para ello la prevención es la mejor forma de mantener la seguridad en una instalación.

- *Sistema contraincendios:* Está conformado por un sistema de aspersión (para el enfriamiento del tanque en caso de un incendio cercano) y un sistema de inyección de espuma superficial (para la extinción del fuego por medio de cámaras de espuma y un sistema de inyección de espuma subsuperficial).
- *Drenaje:* Es el conducto por el cual se eliminan los excesos de fluidos dentro del tanque de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento deberán contar con una o varias boquillas para la toma de drenaje de las aguas aceitosas, las cuales deberán estar al ras del fondo o

dependiendo a 30 o 50 centímetros del fondo. Dentro de los tipos de drenaje existen 3 de ellos:

- ✓ Drenaje manual: El operador drena el agua del tanque, este procedimiento era bastante inadecuado ya que por lo general se drenaba crudo al sistema de clarificación, lo cual traía como consecuencia mermas de crudo en el sistema de contabilidad y altas concentraciones de crudo en el agua drenada.
- ✓ Drenaje automático: Consiste en instalar un sensor agua-crudo a un nivel determinado y mediante un sistema de automatización incluyendo una válvula de control, el sistema es capaz de drenar toda el agua contenida en el tanque de manera efectiva, esta acción era llevada a la sala de control donde se reflejaba la cantidad de agua drenada y las aperturas/cierres de la válvula de control.
- ✓ Drenaje por la línea de succión del tanque: Procedimiento el cual nos permite transferir grandes volúmenes de agua y se realiza una transferencia de tanque a tanque por la línea de succión, permite drenar o sacar la mayor cantidad de agua del tanque que está entregando, pero genera o se transfiere el problema al tanque que está recibiendo, aunado a esto se crea un problema de contabilidad que debe ser manejado oportunamente. Las aguas drenadas son llevadas a un proceso de clarificación, donde las mismas son tratadas para su disposición final.

En la Figura 27 se muestran los elementos representativos de un tanque de almacenamiento, los cuales fueron definidos anteriormente. En la Figura 28 se muestra un corte transversal de un tanque de almacenamiento con elementos representativos.

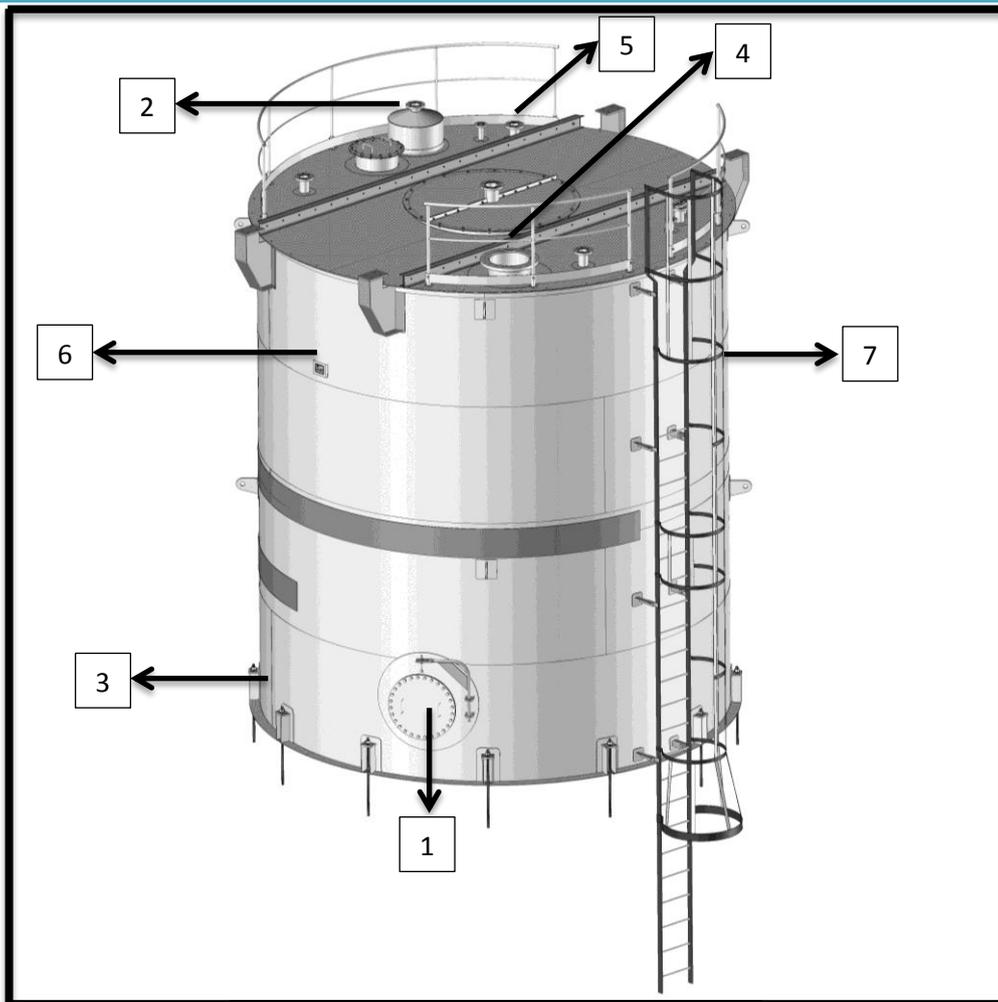


Figura 27. Elementos representativos de un tanque de almacenamiento.

En donde se tiene:

1. Válvulas de entrada y salida de producto o boquillas de cuerpo.
2. Entrada de hombre.
3. Puerta de limpieza a nivel.
4. Escotilla de aforo.
5. Válvula de relevo.
6. Cámara de espuma.
7. Escaleras.

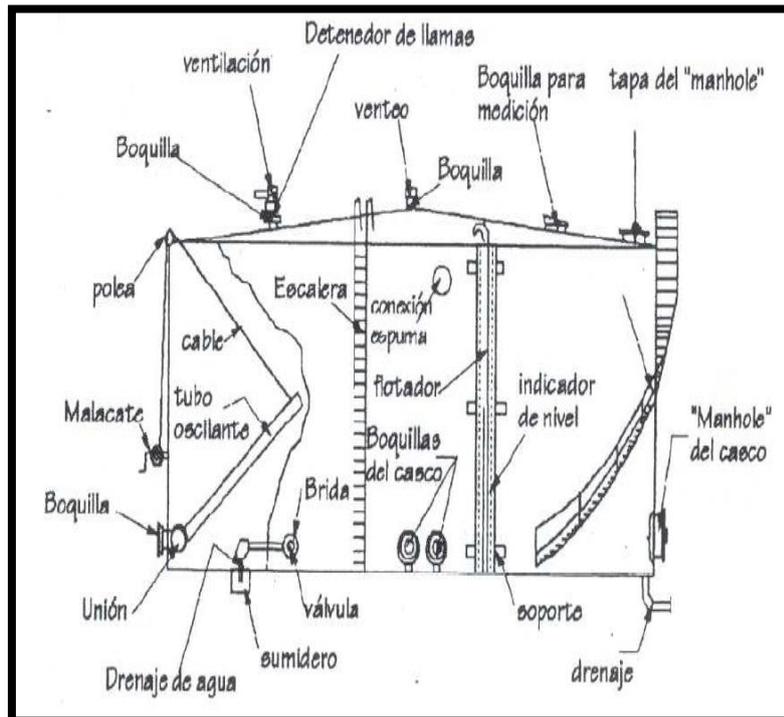


Figura 28. Corte transversal de un tanque de almacenamiento con elementos representativos.

#### **IV.4 Elementos para maniobrar en tanques de almacenamiento**

Trabajar con seguridad en los tanques de almacenamiento es una obligación y derecho de todo aquel que se encuentre operándolo. Las escaleras, boquillas e instrumentos de venteo son elementos indispensables para maniobrar estos recipientes presurizados.

Todos estos elementos constituyen la base para la accesibilidad al tanque a su interior, con ello se mide el nivel de fluidos, se controlan las presiones internas, se logra una entrada de hombre para limpieza y remoción de incrustaciones, entre otras operaciones necesarias.

##### **IV.4.1 Escaleras y plataformas**

Las escaleras y plataformas permiten al personal acceder al tanque de almacenamiento para efectuar alguna operación en este. Entre las operaciones que se hacen están:

- Medición estática del aceite.

- Medición estática del agua en el fondo.
- Medición estática de arena o lodo.
- Toma de muestras.
- Medición de la temperatura.

#### Requerimientos para plataformas y pasillo

- Todos los componentes o accesorios deberán ser metálicos.
- El ancho mínimo del piso será de 24 pulgadas.
- Todo el piso deberá ser de material antirresbalante.
- La barandilla deberá tener una altura de 42 pulgadas.
- Los pasillos deberán estar provistos de pasa manos en ambos lados.

#### Requerimientos para escaleras

- Todas las partes de la escalera deberán ser metálicas.
- El ancho mínimo de la escalera será de 24 pulgadas.
- El ángulo máximo entre la escalera y la horizontal será de 50°.
- Los peldaños deberán ser contruidos de material antirresbalante.
- Los pasa manos deberán estar colocados en ambos lados de la escalera.

#### **IV.4.2 Boquillas**

Todos los tanques de almacenamiento deben poseer boquillas, las cuales son requeridas para diversas funciones, estas boquillas son accesorios de control y seguridad de un tanque de almacenamiento. En la Figura 29 se muestra un ejemplo de boquilla.

Los diferentes tipos de boquillas que hay son de:

- Entrada del producto.
- Salida del producto.
- Drenaje.
- Venteo.
- Medición.
- Conexiones para indicadores de funciones básicas.
- Entrada de Hombre

Las boquillas de 3 pulgadas de diámetro y mayores deberán contar con una placa de refuerzo, con el fin de absorber la concentración de esfuerzos debido a la perforación realizada al tanque y/o a los esfuerzos producidos por las cargas que presenta la línea de la boquilla.

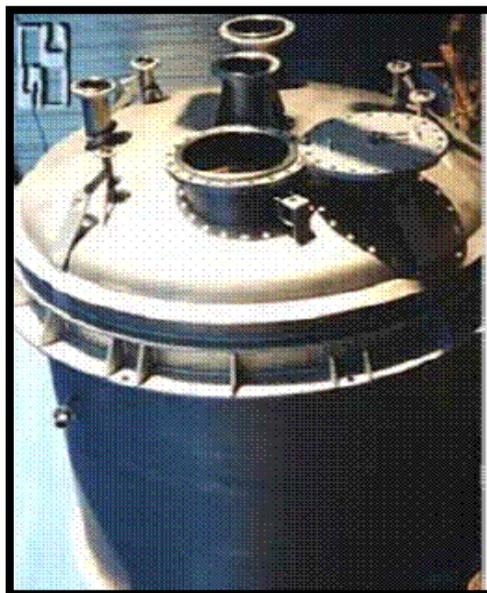


Figura 29. Boquilla.

**IV.4.3 Venteos**

Los tanques de almacenamiento deberán contar con una boquilla exclusiva para el venteo, debe ser diseñada de acuerdo a la norma API 2000.

El propósito de este tipo de boquilla es que no se generen presiones internas al ser llenado o vaciado el tanque, esta boquilla se ubicará en la parte más alta del tanque.

Los tanques de almacenamiento de aceite se les instalaran válvulas de presión-vacío para que el tanque “respire”. En la Figura 30 se muestra un ejemplo de una válvula de venteo

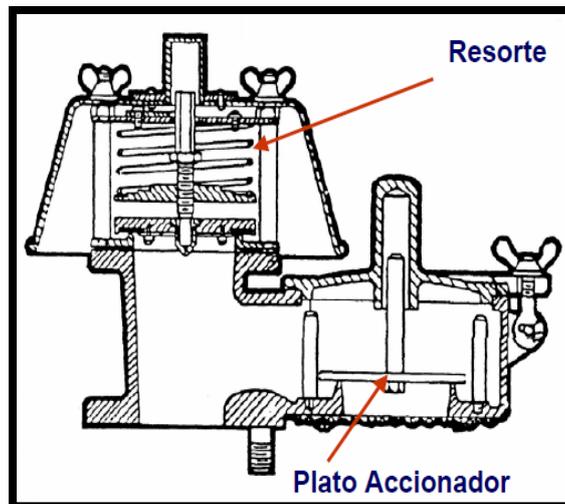


Figura 30. Válvula de venteo presión-vacío accionada por resorte y peso.

**Importancia del venteo**

- Protección del tanque en las operaciones.
- Cumplimiento de regulaciones legales.
- Minimizar pérdidas de los productos almacenados.
- Cumplir con regulaciones ambientales.
- Proteger al tanque contra la sobrepresión debido a fuego cercano.

Comportamiento de un venteo normal (Respiración o ciclos de alivio y vacío de presión)

El alivio de presión en un tanque de almacenamiento es causado por una presión positiva debido al:

- Desplazamiento causado por llenado del tanque.
- Cambios térmicos causados por un aumento normal en la temperatura exterior.

El ciclo de vacío de presión en un tanque es causado por una presión negativa o vacío debido al:

- Desplazamiento volumétrico causado por una máxima remoción del líquido.
- Cambios térmicos causados por el decrecimiento normal de la temperatura.

Fallas en las válvulas de venteo

Este tipo de fallas se deben a un mal diseño, cálculo o fabricación de las válvulas de presión-vacío. Estas válvulas si no son calibradas y probadas para el tipo de presiones de trabajo pueden fallar y generar drásticos problemas en los tanques. Cuando el tanque está en la fase de succión (Bombeo) y la válvula de presión-vacío no cumple con los requerimientos, el tanque sufre deformaciones tales que debe sacarse de servicio y repararse. En la Figura 31 se ilustra un ejemplo de esto.

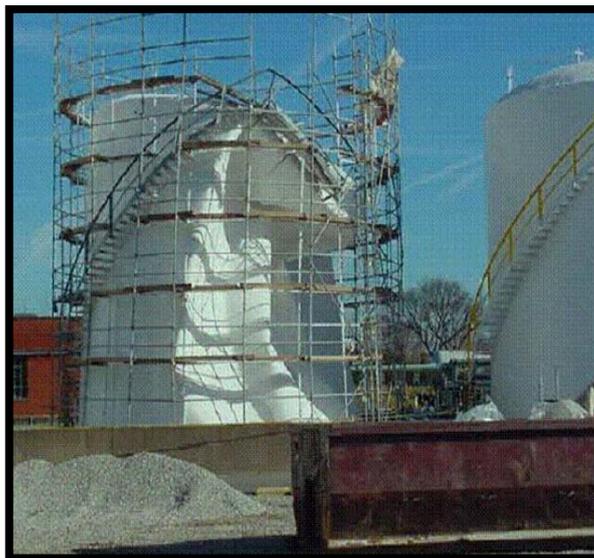


Figura 31. Daños al tanque por ineficiencia de la válvula presión-vacío.

#### **IV.5 Incrustaciones**

En un tanque de almacenamiento se pueden acumular depósitos como óxidos, ceras, parafinas, alquitrán, agua y azufre en el interior al igual que en los soportes del techo. Estas incrustaciones disminuyen la capacidad del tanque, resultando en una disminución en su capacidad de almacenamiento. Es necesario efectuar una minuciosa limpieza a aquellos que están en estas condiciones, para que se puedan obtener mediciones con una buena precisión.

#### **IV.6 Fugas**

Las fugas de los tanques se pueden dar:

- En el mismo tanque.
- Válvulas de conexión.
- Líneas de transferencia

Las fugas por evaporación se pueden dar durante los cambios de temperatura en el tanque a lo largo del día, o durante las operaciones de llenado y vaciado en el mismo.

#### **IV.7 Descargas de electricidad estática**

Para eliminar los riesgos de descargas de electricidad estática en el aforo de tanques de almacenamiento o en su mantenimiento, la barandilla de la escalera de acero debe estar en contacto con el suelo, al igual que la plataforma y soporte de un tanque cuando el personal sube a aforarlo.

Las cuerdas y cables utilizados para suspender los instrumentos de medición en el tanque, deben estar hechos de un material como el algodón, de tal forma que no retenga o transfiera carga eléctrica. El petróleo tiene características estáticas acumulativas.

No se deben utilizar cuerdas o cordones hechos de fibra sintética o artículos de ropa personal, que puedan generar electricidad estática. Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.

#### **IV.8 Riesgos para la salud**

Los vapores del petróleo se mezclan con el oxígeno del aire y pueden llegar a ser tóxicos, especialmente el ácido sulfhídrico que emana del llamado crudo amargo. Las concentraciones relativamente bajas de ácido sulfhídrico pueden causar pérdida del conocimiento o la muerte.

En caso de que se requiera aforar el tanque se debe seguir el siguiente procedimiento.

1. Monitoreo de la exposición.
2. La necesidad de un equipo de protección personal (Equipo autónomo de respiración).
3. Precauciones de rescate de emergencia.

#### **IV.9 Seguridad en tanques de techo flotante**

Existen elementos en la construcción de tanques de techo flotante que deben seleccionarse correctamente para que se eviten posibles accidentes. La seguridad en el techo flotante debe ser primordial ya que está en contacto directo con los fluidos, el uso de un material de sello apropiado es indispensable.

El material con el que será construido el tanque ya sea acero o aluminio, se evaluará por un costo-beneficio debido a las propiedades físico-químicas del material, su facilidad al ser maniobrado, costos, riesgos de provocar ignición, entre otros.

##### **IV.9.1 Material de sello**

Los tanques de techo flotantes son usados para eliminar las mermas por evaporación, con esta ventaja se protege al personal y al medio ambiente por fugas.

La particularidad del techo flotante es el uso de un material de sello, estos pueden ser de neopreno de alta resistencia. Este tipo de material de sello debe tener ciertas características:

1. Resistencia a la abrasión.
2. Resistencia a la temperatura del fluido.
3. Endurecimiento.

#### **IV.9.2 Construcción y mantenimiento**

En la construcción o mantenimiento de tanques de almacenamiento se aumentan los riesgos de accidentes por las horas hombre trabajadas y por el tipo de material que se emplea, ya que el uso del acero genera mayores dificultades de manipulación debido a su peso.

El empleo de domos geodésicos y las cubiertas internas de aluminio disminuyen el peso manipulado y el mantenimiento, puesto que este material es mucho más resistente y pesa menos que el acero. Estas estructuras son prefabricadas y se ensamblan en la obra sin necesidad de soldaduras.

El domo de aluminio en tanques de almacenamiento de techo flotante, absorbe la electricidad estática inducida por las nubes y disipándola a tierra, con ello se evita la descarga de diferencia de potencial entre el tanque y la cubierta. Esto es posible debido a que la conductividad eléctrica del aluminio es 700% superior a la del acero

En la construcción de tanques de techo flotantes se debe de instalar un sistema de extinción contra incendios, para instalar este tipo de sistema se deben de evaluar los siguientes aspectos:

- Análisis intrínseco de la instalación.
- Importancia operacional.
- Valor de los activos y tiempo de reposición.
- Riesgo a terceros.

- Ubicación en caso de emergencias.
- Tiempo de respuesta.

Este tipo de sistemas no eliminan el riesgo de un incendio, la prevención de estos radica en evitar que se den las condiciones para que se produzca un incendio: Aire, combustible y fuente de ignición.

### **IV.9.3 Fuentes de ignición en techos flotantes**

Al ser almacenados se deben conocer los límites de los productos en los tanques de almacenamiento para prevenir futuros accidentes y/o daños al medio ambiente. Las cubiertas internas flotantes tiene un control sobre dos elementos: El aire y el combustible.

El efecto que tienen las cubiertas internas flotantes es que contribuyen a que sobre la cubierta de la mezcla esté muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad y debajo de ésta tendremos una atmósfera saturada de vapores, que la hacen estar por encima del límite superior de inflamabilidad.

Estudios sobre fuentes de ignición en tanques de techo flotante han establecido como principales causas:

- Chispas ocasionadas por corriente estática.
- Chispas por el choque de acero con acero, en problemas de atascamiento de los techos. (Estos problemas son eliminados construyéndolos de aluminio, ya que este material no produce chispas).
- Descargas atmosféricas.

Por ello debe conocerse el rango de inflamabilidad de un líquido o gas inflamable. Para esto se deben de conocer 3 conceptos: *Límite inferior de inflamabilidad, rango de inflamabilidad y límite superior de inflamabilidad.*

#### *Límite inferior de inflamabilidad*

Es la concentración mínima de vapor o gas en mezcla con el aire, por debajo de la cual, no existe propagación de la llama al ponerse en contacto con una fuente de ignición.

#### *Rango de inflamabilidad*

Es la diferencia que hay entre los límites inferiores y superiores de inflamabilidad, expresados en porcentaje de vapor o gas, por volumen de aire.

#### *Límite superior de inflamabilidad*

Es la concentración máxima de vapor o gas en el aire, por encima del cual no tiene lugar la propagación de la llama, al entrar en contacto con una fuente de ignición.

### **IV.10 Protección catódica en tanques de almacenamiento**

Es un procedimiento eléctrico utilizado para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica proveniente del sistema de protección seleccionado. Y otra parte de la estructura se convierte en el ánodo de sacrificio, la cual será la que se corra.

La protección catódica se usa en los tanques de almacenamiento debido a que se presenta en el paso del tiempo corrosión en el fondo del tanque, esto se debe a la humedad presente en el suelo, también el agua depositada en el fondo del tanque y los lodos que se depositan como resultado del arrastre de los fluidos producidos en el pozo.

## Conclusiones

La medición estática en tanques de almacenamiento es un proceso importante en la cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos, para los cuales se debe cumplir con la estandarización de los métodos de medición y seguridad, avalados por diferentes organismos internacionales para minimizar los errores en la medición. La comparación de la medición manual y automática mejora la precisión en los datos obtenidos. La medición manual siempre será usada de referencia para la instalación correcta de ATGs, estos deben obtener datos casi idénticos que las mediciones manuales a fondo y al vacío. Los cálculos de cantidades de petróleo estáticos se pueden hacer debido a los datos obtenidos por la medición manual y automática, es por eso que la precisión juega un importante papel en los resultados finales del volumen neto de hidrocarburos. Todo esto impacta directamente en los datos de transferencia de custodia e inventarios, evitando la pérdida económica en la venta del producto y una certeza de la cantidad de producto almacenado

La correcta obtención de datos se basa en:

- Disminuir pérdidas en el trayecto de los pozos al tanque de almacenamiento debido a la correcta caracterización de las propiedades de los fluidos.
- Garantizar que los fluidos contenidos en los tanques de almacenamiento estén en reposo total para tener efectividad en la medición de éstos.
- Correcto uso de los equipos de medición en los niveles de los tanques de almacenamiento que permita garantizar el volumen total observado y el agua libre.
- Instalación correcta de los elementos de medición que garanticen la seguridad de los tanques de almacenamiento a través de calibraciones periódicas.
- Tomar muestras representativas y homogéneas que garanticen la calidad del crudo.
- Determinar con regularidad de acuerdo a programas de mantenimiento limpiezas a los tanques de almacenamiento para evitar incrustaciones o altos contenidos de sólidos que distorsionen las mediciones.

## Recomendaciones

Existen muchas recomendaciones en la medición estática de tanques de almacenamiento y más en la seguridad del personal. Estas tienen la misma importancia, ya que al medirse correctamente se evitan accidentes personales y daño al medio ambiente. Entre las recomendaciones están:

1. Nunca debe medirse el tanque de almacenamiento sin el equipo de seguridad adecuado, instrumentos de medición calibrados, conocimiento de las normas aplicables al tipo de tanque a medir.
2. No se debe de medir los tanques de almacenamiento cuando hay tormentas eléctricas y se debe evitar generar electricidad estática a la hora de medir.
3. La construcción de tanques de almacenamiento con aluminio hace mucho más maniobrable su construcción, evita la generación de electricidad estática debido a sus propiedades de conductividad, se disminuyen horas hombre en su construcción y por lo tanto accidentes.
4. Las mediciones a fondo es muy utilizada ya que se reduce el efecto de los movimientos del punto de referencia del tanque, aunque cuando existe un alto contenido de sedimentos u obstrucciones que impidan llegar al plato de medición se recomienda el uso de la medición al vacío.
5. Este método no es muy recomendable cuando existan cambios en la altura de referencia medida y cuando existan muchos movimientos al medirse.
6. Los instrumentos usados en la medición deben de tener el mismo coeficiente de expansión térmica del material con el cual fue construido el tanque, con esto se minimizan errores en la medición.
7. En la medición de agua libre, se deben utilizar los instrumentos especializados para esta prueba, ya sea la plomada indicada y las reglas especializadas para la medición.
8. Siempre que se vaya a aforar un tanque de almacenamiento, se deben de conocer el tipo de fluido que será almacenado y si existe la presencia de elementos nocivos

como el ácido sulfhídrico. En caso de que haya presencia de ellos, se debe utilizar un equipo de respiración autónomo para evitar accidentes.

**Referencias**

1. American Petroleum Institute, 2001. Manual of Petroleum Measurement Standards, Segunda Edición. Estados Unidos: American Petroleum Institute.
2. American Petroleum Institute, 2013. Welded Tanks for Oil Storage, Doceava Edición. Estados Unidos: American Petroleum Institute.
3. American Society for Testing and Materials, 2012. ASTM D6822 – 12b. Doceava Edición. Estados Unidos: American Society for Testing and Materials.
4. American Society for Testing Materials – Institute Of Petroleum, 1953, Petroleum Measurement Tables, Primera Edición. Estados Unidos: American Society for Testing Materials – Institute Of Petroleum.
5. Cashco, 2010. Conservación, Seguridad y Protección Ambiental, Segunda edición. Estados Unidos: Cashco Inc.
6. Dávila, T. Fernando. 2006. Curso de Diseño y Construcción, Protección Catódica, Inspección, Reparación y Modificación de Tanques de Acero, Normas API 650, 661 y 653. Venezuela: Dávila T. Fernando.
7. Inglesa, 2007. Diseño y Cálculos de Tanques de Almacenamiento, México: Inglesa.
8. Megyesy, Eugene F, 2008, Manual de Recipientes a Presión, Diseño y Cálculo, Séptima edición. México: Limusa.
9. Motta, Rueda Eduardo, 2008. Curso Medición y Custodia de Hidrocarburos, Bogotá: Motta, Rueda Eduardo.
10. Palacios, López Cristian, 2005. Tipos de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos, México: Palacios López Cristian.
11. Petroecuador, 1999. Manual sobre Fundamentos de Medición. Primera Edición. Ecuador: Petroecuador.
12. Petroecuador, 2012. Manual de Procedimiento de Laboratorio con Aplicación de Normas ASTM, Ecuador: Petroecuador.

13. Villalobos, David, 2007. Diseño de Tanques de Almacenamiento. Primera Edición. México.

**Apéndice****Agua libre:**

Agua que existe como una fase separada del petróleo.

**Agua libre:**

Agua que existe como una fase separada del petróleo.

**Agua y sedimento:**

Agua y material inorgánico que existe en el petróleo crudo.

**Agua suspendida:**

Agua dentro del petróleo finamente dispersa como pequeñas gotas, que durante un tiempo pueden separarse como agua libre.

**Agua total:**

Suma de agua disuelta, suspendida y libre.

**Aforo:**

Es la determinación de la cantidad de hidrocarburos en reposo por mediciones efectuadas en tanques fijos calibrados.

**Anclaje:**

Son elementos de acero al carbono, con rosca en el extremo libre ahogados en el concreto en la cimentación, con el objeto de evitar desplazamientos del tanque en cualquier dirección, y bajo ciertas condiciones contrarrestar el efecto de volteo por sismo y el arrastre o volteo por viento.

**Anillos atiesadores:**

Perfiles estructurales soldados a la envolvente que evitan deformaciones en las placas de los anillos del tanque originadas por la carga de viento.

**Boquillas:**

Es un orificio realizado en el tanque para la entrada y/o salida de productos o también se utiliza para la instalación de un instrumento, estas boquillas pueden ser con bridas o roscadas.

**Brida:**

Accesorio para acoplamiento de tuberías, que facilita el armado y desarmado de las mismas, la brida más utilizada es conocida como: Bridas de Cuello para Soldar. La cual se distingue de otras por su cono largo, su uso se recomienda en fluidos inflamables.

**Carga hidrostática:**

Es la presión ejercida en un líquido en reposo.

**Carga muerta:**

Es la fuerza debida al peso propio de los elementos a considerar.

**Carga viva:**

La fuerza ejercida por cuerpos externos, tales como: nieve, lluvia, viento, personas u objetos en tránsito, entre otros.

**Cátodo:**

Es el electrodo de una celda electroquímica en el que ocurre la reacción de reducción. En un sistema de protección catódica, es la estructura protegida.

**Cinta de medición (Gauge Tape):**

Cinta de acero graduada que se utiliza para medir la altura del nivel del crudo en un tanque de almacenamiento.

**Corte de medición (Tape cut):**

Línea marcada por el líquido en la escala de medición de la cinta.

**Corrosión:**

Es el desgaste no deseado, originado por la reacción química entre el fluido y/o procesado y el material de construcción en contacto con el mismo.

**Densidad relativa:**

Densidad de un líquido con respecto a la densidad del agua.

**Densidad del petróleo seco:**

Densidad a condiciones estándar del volumen total de petróleo excluyendo agua y sedimento total.

**Emulsión:**

Mezcla de agua con aceite estable que no se separa rápidamente.

**Escotilla de medición (Hatch):**

Apertura en la cúpula del tanque por medio de la cual se efectúan las operaciones de medición.

**Exactitud:**

Puntualidad y fidelidad en la ejecución de una medición.

**Gravedad API:**

Función especial de la densidad relativa (GRAVEDAD ESPECÍFICA)

$^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{GRAVEDAD ESPECÍFICA } 60/60^{\circ}\text{F}) - 131.5$

**Homogéneo:**

Líquido con la misma composición en cualquier punto de un tanque.

**Lamina:**

Son materiales con espesores menores a 4.8 mm (3/16").

**Medición a fondo (Innage gague):**

Es el nivel de líquido en un tanque de medida desde la placa de referencia o fondo del tanque a la superficie del líquido.

**Medición al vacío (Outage gauge):**

Es la distancia desde la superficie del líquido en un tanque hasta el punto de referencia del medidor en el tanque.

**Muestra:**

Porción extraída de un volumen total que puede o no contener los componentes en la misma proporción como está presente en el volumen total.

**Muestreo:**

Pasos requeridos para obtener una muestra que sea representativa del contenido de cualquier tubería, tanque u otra vasija, colocando la muestra en un recipiente el cual puede ser un ejemplar de prueba representativa para el análisis.

**Muestra compuesta:**

Mezcla formada por las muestras superior, media y baja de un tanque.

**Muestra corrida:**

Se obtiene bajando la botella de muestreo, abierta o restringida con un corcho perforado, hasta el fondo y retornando la botella a la superficie a una velocidad uniforme y verificar que la botella esté a tres cuartas partes llena del total.

**Muestra de fondo:**

Muestra tomada ligeramente arriba del piso del tanque.

**Muestra de nivel:**

Muestra tomada con un contenedor inicialmente cerrado a través de la columna del líquido a un nivel definido. El cierre de la botella se remueve manipulando el cordón del soporte, dando el tiempo suficiente para su llenado completo.

**Muestra inferior:**

Muestra tomada del punto medio del tercio inferior del contenido del tanque (corresponde a un sexto del alto de la columna del líquido).

**Muestra media:**

Muestra tomada en el punto medio vertical de la columna del líquido.

**Muestra representativa:**

Porción extraída de un volumen total que contiene los componentes en la misma proporción como está presente en el volumen total.

**Muestra superficial:**

Muestra tomada ligeramente debajo de la superficie del líquido en el tanque.

**Muestra superior:**

Muestra tomada desde el punto medio del tercio superior del contenido del tanque (correspondiente a cinco sextos de la altura de la columna del líquido).

**Pasta indicadora de agua:**

Pasta que contiene un componente químico que cambia de color cuando tiene contacto con el agua.

**Pasta indicadora de aceite:**

Pasta que contiene un componente químico que cambia de color cuando tiene contacto con el aceite. Se utiliza en petróleo ligero que se evapora fácilmente a la hora de medirse.

**Placa:**

Son materiales con espesores de 4.8 mm (3/16") o más.

**Placa de referencia (Datum Plate):**

Es una placa metálica de nivel situada directamente debajo del punto de referencia del medidor, para proporcionar una superficie de contacto permanente desde el nivel de líquido de medición.

**Placa anular del fondo:**

Son las placas de la periferia del fondo sobre las que se suelta el anillo inferior del tanque en todo su perímetro.

**Plomada graduada (Bob innage):**

Dispositivo integrante de la medición, de peso suficiente para asegurar que la cinta está tensa, vertical y penetre al sedimento presente hasta el plato de medición.

**Presión atmosférica:**

Es la presión producida por el peso del aire y su valor depende de la altura del sitio indicado sobre el nivel del mar.

**Presión de diseño:**

Es la presión manométrica considerada para efectuar los cálculos.

**Presión de operación:**

Presión manométrica a la cual estará sometido el tanque en condiciones normales de trabajo.

**Presión de prueba:**

Valor de la presión manométrica que sirva para realizar la prueba hidrostática o de estanquidad.

**Protección catódica:**

Es un procedimiento eléctrico en el cual se protegen estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión, mediante el paso de corriente eléctrica que proviene del sistema de protección seleccionado; se establece una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo.

**Punto de medición de referencia (Reference gauge point):**

Es un punto marcado en el medidor de escotilla de un tanque para indicar la posición en el que el aforo se llevará a cabo.

**Recipiente:**

Deposito cerrado que aloja un fluido a una presión manométrica diferente a la atmosférica, ya sea positiva o negativa.

**Sedimento de fondo:**

Sólido inorgánico presente en el tanque de almacenamiento como estrato precipitado en el fondo.

**Sedimento suspendido:**

Sólidos inorgánicos presentes en el crudo pero no en solución.

**Sedimento total:**

Suma del sedimento suspendido y precipitado.

**Soldador:**

Persona capaz de unir metales satisfactoriamente, empleando un proceso de soldadura.

**Solera:**

Material producto del proceso de laminación del acero, de perfil rectangular cuyo ancho máximo es de 152mm (6pulg.)

**Tanque:**

Deposito diseñado para almacenar o procesar fluidos, generalmente a presión atmosférica o presión internas relativamente bajas.

**Tanque de almacenamiento:**

Recipiente cilíndrico vertical para recolectar crudo, es de acero al carbón y opera a una presión aproximada a la atmosférica.

**Tabla de calibración:**

Tabla que presenta la capacidad o volumen de un tanque para diversos niveles de líquidos medidos, expresados en barriles, metros cúbicos, pies cúbicos o litros.

**Vapor reid:**

Es la presión de vapor absoluta ejercida por un líquido a 100°F (37,8°C) como se determina por el método de ensayo ASTM-D-323. Es una medida común de la volatilidad de la gasolina.

**Volumen observado:**

Volumen de crudo incluyendo agua y sedimento total, medido a la temperatura y presión del crudo.

**Volumen total observado:**

Volumen de crudo incluyendo agua y sedimento total, medido a la temperatura y presión del mismo, pero excluyendo el volumen desplazado por la cúpula flotante.

**Volumen neto observado:**

Volumen de crudo excluyendo el agua y sedimento total, medio a la temperatura y presión del mismo.

**Volumen neto estándar:**

Volumen de crudo excluyendo el agua y sedimento total, calculado a condiciones estándar (20°C y 1.01325 BAR).

**Diseño y construcción de tanques de acero, Norma API-650**

Esta norma se aplica a tanques verticales, cilíndricos, construidos sobre el nivel de piso con techo cerrado o a cielo abierto, con presiones no mayores a 2.5 PSIA. Esta norma sólo se aplica a tanques cuyo fondo es totalmente soportado uniformemente y a tanques de servicio no refrigerado con una temperatura máxima de operación de 90° C (200°F).

**Materiales**

El espesor máximo será de 45 mm (1.75 in.). Las planchas utilizadas en insertos o bridas pueden ser de mayor espesor, las planchas más gruesas son de 40 mm (1.5 in.); deberán ser normalizadas o templadas, reducidas a grano fino y probadas al impacto.

**Materiales ASTM**

La ASTM especifica algunos materiales aceptables para este tipo de tanques, entre los que están:

- ASTM A 36 M/A 36 para planchas de hasta un espesor de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 131 M/A 131, Grado A, para planchas de un espesor máximo de 12.5 mm (0.5 in.); Grado B para un espesor máximo de hasta 25 mm (1 in.); Grado CS para espesores de un máximo de 40 mm (1.5 in.); y Grado EH36 para planchas de máximo espesor de 45 mm (1.75 in.).
- ASTM A 283M/A 283, Grado C, para planchas de máximo espesor de 25 mm (1 in.).
- ASTM A 285M/A 285, Grado C, para planchas de máximo espesor de 25 mm (1 in.).
- ASTM A 516M Grados 380, 415, 450, 485/A 516, Grados 55, 60, 65 y 70, para un espesor máximo de plancha de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 537M/A 537, Clase 1 y 2, para planchas hasta 45 mm (1.75 in.). de espesor máximo.
- ASTM A 537M Grados 400, 450, 485/A 573, Grados 58, 65 y 70 para un espesor máximo de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 633M/Z 633, Grados C y D para planchas de un espesor máximo de 45 mm (1.75 in.).

- ASTM A 662M/A 662, Grados B y C para planchas de un espesor máximo de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 678M/A 678 Grado A, para planchas de un máximo espesor de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 737M/A 737, Grado B, para planchas de un espesor máximo de 40 mm (1.5 in.).
- ASTM A 841M/A 841 para planchas de un espesor máximo de 40 mm (1.5 in.).

#### Materiales ISO

Los materiales ISO, son equivalentes y se puede seleccionar de entre ellos materiales adecuados para nuestros tanques. Las planchas ISO 630 en los Grados E 275 y E 355 son aceptables dentro de las siguientes limitaciones:

- Grado E en calidades C y D para planchas hasta un espesor máximo de 40 mm (1.5 in.). Y un contenido máximo de manganeso de 1.5%
- Grado E 355 en Calidades C y D para planchas de un espesor máximo de 45 mm (1.75 in.) (insertos hasta un espesor máximo de 50 mm (2 in.)).
- Las láminas para los techos fijos y flotantes deben cumplir con las Normas ASTM A 570M/A 570, Grado 33.

Deben ser fabricadas en acerías por hornos de corazón abierto o proceso de oxígeno básico. Se pueden pedir en base a peso o espesores.

#### Perfiles estructurales

Los perfiles estructurales deben ser del siguiente tipo:

- ASTM A 36M/A 36.
- ASTM A 131M/A 131
- Aceros Estructurales de AISC Specification for Structural Steel Buildings, Allowable Stress Design.
- CSA G40.21-M, Grados 260W, 300W, 350W, 260WT, 300WT, y 350WT.

- ISO 630, Grados Fe 42 y Fe 44, Calidades B, C, y D.

Fabricados por algún Estándar Nacional reconocido y aceptado por el comprador.

**Juntas típicas de plancha de fondo**

**Tabla 7. Espesores y tamaños de juntas típicas de plancha de fondo.**

Espesor nominal de la placa de carcasa		Tamaño mínimo del grosor de la soldadura	
(mm)	(in.)	(mm)	(in.)
5	0.1875	5	3/16
> 5 to 20	> 0.1875 to 0.75	6	¼
> 20 to 32	> 0.75 to 1.25	8	5/16
> 32 to 45	> 1.25 to 1.75	10	3/8

El espesor mínimo nominal de planchas de fondo, deberá ser de ¼” (6mm), (10.2 lbf/ft2) excluyendo cualquier tolerancia.

**Consideraciones del diseño de tanques**

Se debe establecer la temperatura de diseño del metal, la gravedad específica de diseño, la tolerancia de corrosión, y la velocidad de viento para diseño. Considerar las cargas externas si la hubiera, esto afectará el diseño de las bocas.

**Placas anulares**

Deben tener un ancho radial que permita un espacio de mínimo 24” (600 mm) entre la parte interna del cuerpo y cualquier junta sobrepuesta del fondo, y al menos debe proyectarse 2” (50 mm) fuera del cuerpo del tanque.

El ancho radial se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\frac{390tb}{(HG)^{0.5}}$$

$$\frac{215 tb}{(HG)^{0.5}}$$

tb = espesor de la placa anular, plg (mm).

H = nivel máximo de líquido, ft (m).

G = gravedad específica del líquido.

El espesor del cuerpo del tanque debe ser calculado con la altura del tanque H llena de agua. Cada anillo debe ser calculado para su altura de presión con agua, y ningún anillo inferior puede tener menor espesor que el siguiente en altura. El espesor de las planchas anulares no deberá ser menor que lo indicado en la siguiente tabla:

**Tabla 8. Espesores de planchas anulares.**

Espesor nominal del primer plato del curso de la carcasa (In.)	Prueba hidrostática de esfuerzos de la primera carcasa del curso (PSIA)			
	≤ 27,000	≤ 30,000	≤ 33,000	≤ 36,000
t ≤ 0.75	¼	1/4	9/32	11/32
0.75 < t ≤ 1.00	¼	9/32	3/8	7/16
1.00 < t ≤ 1.25	¼	11/32	15/32	9/16
1.25 < t ≤ 1.50	5/16	7/16	9/16	11/16
1.50 < t ≤ 1.75	11/32	1/2	5/8	3/4

El espesor del cuerpo deberá ser mayor que el de diseño, incluyendo la tolerancia de corrosión, o el espesor necesario para la prueba hidrostática, pero nunca menor a:

**Tabla 9. Diámetro nominal del tanque y espesor nominal del plato.**

Diámetro nominal del Tanque		Espesor nominal del plato	
(m)	(ft)	(mm)	(in.)
< 5	< 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

Diseño de tanques pequeños

1. El espesor máximo del cuerpo es de 1/2"
2. La temperatura mínima es de -30° C
3. La tensión máxima es de 21,000 lbs/plg<sup>2</sup>
4. La tensión en cada anillo se calcula a 12" sobre la línea de centro de la junta más baja del anillo que se está calculando.
5. El Factor de Eficiencia de Junta se considera como de 0.85 si se hace radiografías, y de 0.70 si no se han tomado radiografías.

$$t = \frac{2.6D(H-1)G}{(E)(21,000)} + CA$$

E = coeficiente de junta 0.85 – 0.70

6. La capacidad de un tanque pequeño se calcula:
  - a.  $C = 0.14 D^2 H$
  - b. C = capacidad en barriles de 42 gal.

**Diseño del cuerpo**

1. A menos que se especifique lo contrario, el diámetro nominal del tanque será el del diámetro de la línea de centro de las placas de fondo.
2. El espesor nominal es con el que se construye.
3. Cuando se especifique, las planchas con un espesor mínimo de 6 mm pueden ser sustituidas por planchas de ¼"

**Esfuerzos permisibles**

1. Se debe usar el espesor actual, sin tolerancia de corrosión, para cualquier cálculo.
2. El esfuerzo de diseño básico  $S_d$ , deberá ser o dos tercios del esfuerzo de fluencia ó dos quintos del esfuerzo de tensión, el que sea menor.
3. Para el cálculo de los máximos esfuerzos durante la prueba hidrostática, se debe usar el espesor bruto de las planchas incluyendo la tolerancia de corrosión.
4. La prueba hidrostática deberá basarse en tres cuartos del esfuerzo de fluencia, ó tres séptimos del esfuerzo de tensión, el que sea menor.

**Cálculo del espesor**

1. El método de 1 pié calcula el espesor requerido en puntos de diseño a 1 pié sobre el fondo de cada anillo (0.30m).
2. Este método no debe ser usado para tanques con diámetro mayor a 200 pies (60 m).
3. El espesor requerido debe ser mayor que los valores calculados con las siguientes fórmulas:

$$t_d = \frac{2.6D(H-1)G}{S_d} + CA$$

$$t_t = \frac{2.6D(H-1)}{S_t}$$

Para el Sistema Internacional

$$t_d = \frac{4.9D(H-0.3)G}{S_d} + CA$$

$$t_t = \frac{4.9D(H-0.3)}{S_t}$$

Dónde:

$t_d$  = espesor de diseño del cuerpo, plg.

$t_t$  = espesor de prueba hidrostática, plg.

$D$  = diámetro nominal del tanque, piés

$H$  = nivel de diseño del líquido, plg. = altura desde el fondo del anillo considerado hasta la parte alta del tanque, hasta la altura de cualquier rebosadero; o cualquier otro limitante especificado.

$G$  = gravedad específica del líquido a ser almacenado

$CA$  = tolerancia de corrosión

$S_d$  = esfuerzo permisible para las condiciones de diseño (lbf/plg<sup>2</sup>).

$S_t$  = Esfuerzo permisible para la condición de la prueba hidrostática (lbf/plg<sup>2</sup>).

4. El método de cálculo de espesores por el punto variable de diseño debe cumplir con las siguientes condiciones:

$$\frac{L}{H} \leq 2$$

Dónde:

$L = (6 D t)^{0.5}$  (plg).

$D$  = diámetro del tanque, (ft).

$t$  = espesor del anillo más bajo, (plg)

$H$  = Máximo nivel de líquido (ft).

Para el Sistema Internacional

$$\frac{L}{H} \leq \frac{1,000}{6}$$

Dónde:

$L = (500 D t)^{0.5}$  (mm).

$D$  = diámetro del tanque, (m).

$t$  = espesor del anillo más bajo, (mm.).

$H$  = Máximo nivel de líquido (m.).

5. Para calcular el espesor del anillo bajo, se tiene primero que calcular valores preliminares  $t_{pd}$  y  $t_{pt}$  para las condiciones de diseño y de prueba hidrostática, con las fórmulas dadas anteriormente:

$$t_{pd} = \frac{2.6D(H-1)G}{S_d} + CA$$

$$t_{pt} = \frac{2.6D(H-1)}{S_t}$$

6. Los espesores del anillo más bajo  $t_{1d}$  y  $t_{1t}$  para el diseño y la prueba hidrostática deben calcularse con las siguientes fórmulas:

$$t_{1d} = \left( 1.06 - \frac{0.463D}{H} \sqrt{\frac{HG}{S_d}} \right) \left( \frac{2.6HDG}{S_d} \right) + CA$$

Para las condiciones de diseño,  $t_{1d}$  no necesita ser mayor a  $t_{pd}$ .

Igualmente, para las condiciones de prueba hidrostática,  $t_{1t}$  no necesita ser más grande que  $t_{pt}$ .

$$t_{1t} = \left( 1.06 - \frac{0.463D}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right) \left( \frac{2.6HD}{S_t} \right)$$

7. En unidades Sistema Internacional los espesores del anillo más bajo  $t_{1d}$  y  $t_{1t}$  para el diseño y la prueba hidrostática deben calcularse con las siguientes fórmulas:

$$t_{1d} = \left( 1.06 - \frac{0.0696D}{H} \sqrt{\frac{HG}{S_d}} \right) \left( \frac{4.9HDG}{S_d} \right) + CA$$

Para las condiciones de diseño,  $t_{1d}$  no necesita ser mayor a  $t_{pd}$ .

También en unidades Sistema Internacional, para las condiciones de prueba hidrostática,  $t_{1t}$  no necesita ser más grande que  $t_{pt}$ .

$$t_{1t} = \left( 1.06 - \frac{0.0696D}{H} \sqrt{\frac{H}{S_t}} \right) \left( \frac{4.9HD}{S_t} \right)$$

8. Para calcular el espesor del segundo anillo tanto para la condición de diseño como para la condición de prueba hidrostática, se debe calcular la siguiente relación para el primer anillo:

$$\frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}}$$

Dónde:

$h_1$  = altura del primer anillo, plg. (mm)

$r$  = radio nominal del tanque, plg.

$t_1$  = espesor real del primer anillo, sin tolerancias, plg., utilizado para calcular  $t_2$  (diseño).

Para calcular  $t_2$  (prueba hidrostática), se debe usar el espesor total del anillo.

$$\frac{h_1}{(rt_1)^{0.5}}$$

Si el valor de este radio  $\leq 1.375$

$$t_2 = t_1$$

Si el valor del radio  $\geq 2.625$

$$t_2 = t_{2a}$$

Si el valor de este radio es mayor de 1.375, pero menor que 2.625 entonces:

$$t_2 = t_{2a} + (t_1 - t_{2a}) \left( 2.1 - \frac{h_1}{1.25(rt_1)^{0.5}} \right)$$

$t_2$  = espesor del segundo anillo sin tolerancias.

$t_{2a}$  = espesor del segundo anillo, en plg., calculado para un anillo superior como se indica después.

Para calcular los espesores de los anillos superiores para las dos condiciones, diseño y prueba hidrostática, se debe calcular un valor preliminar  $t_u$  utilizando las fórmulas dadas para  $t_d$  y  $t_t$  y entonces la distancia  $x$  del punto variable de diseño desde la parte inferior del anillo debe ser calculada usando el menor valor obtenido de la siguiente manera:

$$x_1 = 0.61 (rt_u)^{0.5} + 3.84 CH$$

$$x_2 = 12 CH$$

$$x_3 = 1.22 (rt_u)^{0.5}$$

Dónde:

$t_u$  = espesor del anillo superior en la costura, plg.

$$C = [K^{0.5}(K - 1)] / (1 + K^{1.5})$$

$$K = t_L / t_u$$

$t_L$  = espesor del anillo inferior en la costura, plg.

$H$  = nivel de líquido por diseño, ft.

En unidades Sistema Internacional, tenemos:

$$x_1 = 0.61 (rt_u)^{0.5} + 3.20 CH$$

$$x_2 = 1000 CH$$

$$x_3 = 1.22 (rt_u)^{0.5}$$

El espesor mínimo  $t_x$  para los anillos superiores debe ser calculado para las dos condiciones, diseño ( $t_{dx}$ ) y condición de prueba hidrostática ( $t_{tx}$ ) utilizando el menor valor de  $x$  obtenido anteriormente.

$$t_{dx} = \frac{2.6D \left( H - \frac{x}{12} \right) G}{S_d} + CA$$

$$t_{tx} = \frac{2.6D \left( H - \frac{x}{12} \right)}{S_t}$$

El espesor mínimo  $t_x$  en unidades Sistema Internacional, será:

$$t_{dx} = \frac{4.9D \left( H - \frac{x}{1000} \right) G}{S_d} + CA$$

$$t_{tx} = \frac{4.9D \left( H - \frac{x}{12} \right)}{S_t}$$

9. Cálculo del Espesor por Análisis Elástico:

Para tanques donde  $L/H > 2$  la selección del espesor del tanque estará basada en un análisis elástico que demuestre que los esfuerzos circunferenciales calculados de las planchas del cuerpo deben ser menores que los esfuerzos admisibles dados en la Tabla 3-2. Las condiciones de límites para el análisis deberán asumir un momento plástico total causado por la fluencia de la plancha debajo del cuerpo y un crecimiento radial cero.

**Tabla 10. Materiales de placa permisibles v tensiones admisibles (Tabla 3-2).**

Especificaciones de placa	Grado	Límite elástico mínimo MPa (psi)	Resistencia mínima a la tensión MPa (psi)	Tensión de diseño de productos MPa (psi)	Prueba hidrostática de esfuerzos St MPa (psi)
<b>Especificaciones ASTM</b>					
A 283M (A 283)	C (C)	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 285M (A 285)	C (C)	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 131M (A 131)	A, B, CS (A, B, CS)	235 (34,000)	400 (58,000)	157 (22,700)	171 (24,900)
A 36M (A 36)	—	250 (36,000)	400 (58,000)	160 (23,200)	171 (24,900)
A 131M (A 131)	EH 36 (EH 36)	360 (51,000)	490 <sup>a</sup> (71,000 <sup>a</sup> )	196 (28,400)	210 (30,400)
A 573M (A 573)	400 (58)	220 (32,000)	400 (58,000)	147 (21,300)	165 (24,000)
A 573M (A 573)	450 (65)	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,300)	180 (26,300)
A 573M (A 573)	485 (70)	290 (42,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	193 (28,000)	208 (30,000)
A 516M (A 516)	380 (55)	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 516M (A 516)	415 (60)	220 (32,000)	415 (60,000)	147 (21,300)	165 (24,000)
A 516M (A 516)	450 (65)	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,300)	180 (26,300)
A 516M (A 516)	485 (70)	260 (38,000)	485 (70,000)	173 (25,300)	195 (28,500)
A 662M (A 662)	B (B)	275 (40,000)	450 (65,000)	180 (26,000)	193 (27,900)
A 662M (A 662)	C (C)	295 (43,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 537M (A 537)	1 (1)	345 (50,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 537M (A 537)	2 (2)	415 (60,000)	550 <sup>a</sup> (80,000 <sup>a</sup> )	220 (32,000)	236 (34,300)
A 633M (A 633)	C, D (C, D)	345 (50,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 678M (A 678)	A (A)	345 (50,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 678M (A 678)	B (B)	415 (60,000)	550 <sup>a</sup> (80,000 <sup>a</sup> )	220 (32,000)	236 (34,300)
A 737M (A 737)	B (B)	345 (50,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 841M (A 841)	Class 1 (Class 1)	345 (50,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
<b>Especificaciones CSA</b>					
G40.21M	260W	260 (37,700)	410 (59,500)	164 (23,800)	176 (25,500)
G40.21M	300W	300 (43,500)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
G40.21M	350WT	350 (50,800)	480 <sup>a</sup> (69,600 <sup>a</sup> )	192 (27,900)	206 (29,800)
G40.21M	350W	350 (50,800)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
<b>Estándares Nacionales</b>					
	235	235 (34,000)	365 (52,600)	137 (20,000)	154 (22,500)
	250	250 (36,000)	400 (58,300)	157 (22,700)	171 (25,000)
	275	275 (40,000)	430 (62,600)	167 (24,000)	184 (26,800)
<b>ISO 630</b>					
E 275	C, D	265 (38,400)	410 (59,500)	164 (23,800)	175 (25,500)
E 355	C, D	345 (50,000)	490 <sup>a</sup> (71,000 <sup>a</sup> )	196 (28,400)	210 (30,400)

**Boquillas**

Las boquillas cerca del fondo del tanque son las más críticas pues tienden a girar con la deformación del tanque durante las pruebas hidrostáticas o por operación. Los refuerzos de éstas tomas deberán considerar no solo la condición estática, sino las cargas transmitidas por la tubería que se empata.

Las cargas externas tienen que ser minimizadas, o las conexiones deberán ser relocalizadas fuera del área de rotación. Toda apertura mayor a 2" NPS deberá tener refuerzo. El área mínima de la sección recta del refuerzo no deberá ser menor que el producto del diámetro vertical de la apertura y el espesor nominal de la plancha.

Excepto para las tapas de limpieza y conexiones, todos los refuerzos deberán ser hechos dentro de una distancia arriba y debajo de la línea de centro de la apertura, igual a la dimensión vertical del agujero del tanque.

El refuerzo debe ser provisto por:

- La brida de acople del accesorio.
- La placa de refuerzo.
- La porción del cuello del accesorio que pueda ser considerado como refuerzo.
- Exceso de espesor de la plancha del tanque.
- Material del cuello de la boquilla.

Una distancia mínima de 3" (75 mm) se debe mantener entre la puntera de una suelda alrededor de una boquilla sin refuerzo y la puntera de la soldadura del primer anillo al fondo. Por mutuo acuerdo, las aperturas circulares y planchas de refuerzo si se utiliza, pueden ser colocadas en una junta soldada horizontal o vertical, cuidando de que se mantengan las distancias mínimas y que se realicen radiografías de las juntas soldadas. Las juntas soldadas deben ser 100% radiografiadas por una longitud igual a tres veces el diámetro de apertura.

**Entradas de hombre (Manholes)**

Las entradas de hombre son boquillas de tamaños predeterminados y se puede admitir otras formas y tamaños. Los refuerzos deben tener un agujero roscado de 1/4" para hacer la prueba de fuga en las soldaduras. El agujero debe estar localizado en el eje horizontal y estar abierto.

**Boquillas en los anillos y bridas**

Deben ser de acuerdo a las figuras normalizadas, pero se puede permitir otras formas. Los refuerzos deben tener un agujero roscado de ¼” para hacer la prueba de fuga en las soldaduras. El agujero debe estar localizado en el eje horizontal y estar abierto a la atmósfera.

**Puertas de limpieza**

Las puertas de limpieza deben ubicarse en zonas adecuadas y accesibles para la función que tendrán. Deben tener acceso para retirar los materiales que se saquen por ahí, y no deben tener interferencias con tuberías de proceso. La apertura debe ser rectangular pero con los filos redondeados con un radio igual a ½ la altura mayor de la apertura. La apertura reforzada debe ser completamente preensamblada y tratada térmicamente antes de instalarse en el tanque. El área de la sección recta del refuerzo de la parte superior debe calcularse como sigue:

$$A_{cs} \geq \frac{K_1 h t}{2}$$

Dónde:

A<sub>cs</sub> = sección recta del refuerzo en la parte superior (plg<sup>2</sup>).

K<sub>1</sub> = coeficiente de área de la figura.

h = altura del claro de la apertura (plg.).

t = espesor del anillo (plg.).

El ancho mínimo de la placa de refuerzo en el fondo del tanque debe ser de 10” más el espesor combinado de la plancha de la apertura y la plancha de refuerzo del anillo. El espesor mínimo de la plancha de refuerzo del fondo, se calcula con la siguiente fórmula:

$$t_b = \frac{h^2}{14,000} + \frac{b}{310} \sqrt{HG}$$

Dónde:

t<sub>b</sub> = espesor mínimo de la plancha de refuerzo del fondo (plg.)

h = altura vertical del claro de la apertura (plg.).

H = nivel de líquido máximo (ft).

G= gravedad específica no menor a 1.0.

Puertas de limpieza en Sistema Internacional

$$t_b = \frac{h^2}{360,000} + \frac{b}{170} \sqrt{HG}$$

Dónde:

$t_b$  = espesor mínimo de la plancha de refuerzo del fondo (mm)

$h$  = altura vertical del claro de la apertura (mm.).

$H$  = nivel de líquido máximo (m).

G= gravedad específica no menor a 1.0.

### **Bocas de limpieza**

Se puede tener bocas o conexiones de limpieza en el fondo del tanque bajo ciertas condiciones:

- Deberá soportar las mismas cargas de diseño, presión de prueba, viento, terremoto, etc., de forma que no sufra las uniones del fondo.
- La altura máxima  $h$ , de la apertura en el anillo cilíndrico, no debe exceder 36".
- El espesor mínimo de la placa de transición en el fondo será de 1/2".

Se puede instalar conexiones de limpieza usando un mismo poncho de refuerzo, pero la distancia entre líneas de centro de las boquillas no será menor a 1.5 ( $b_1 + b_2 + 2.5$ " ), donde  $b_1$  y  $b_2$  son los anchos de las aperturas adyacentes, ó 24", el que sea mayor. El ancho de cada apertura,  $b$ , se obtiene de la tabla 3-12.

Si no comparten la plancha de refuerzo, deben tener 36" de holgura entre las planchas de refuerzo. Todas las soldaduras deben ser 100% radiografiadas. Las sueldas de unión con el fondo deberán ser examinadas visualmente y con un método como partícula magnética. Todas las inspecciones deberán hacerse después del tratamiento térmico, pero antes de la prueba hidrostática.

**Tabla 11. Dimensiones para conexiones de carcasa con montaje incorporado [mm (in)]  
(Tabla 3-12).**

Clase 150 Altura nominal del tamaño de la brida	Altura de la abertura h	Ancho de la abertura b	Ancho del arco de la carcasa reforzada por el plato W	Radio superior de la esquina superior r1	Radio de la esquina inferior de la carcasa con placa de refuerzo r2
8	200 (8 5/8)	200 (8 5/8)	950 (38)	100 <sup>a</sup>	350 (14)
12	300 (12 ¾)	300 (12 ¾)	1300 (52)	150 <sup>a</sup>	450 (18)
16	300 (12)	500 (20)	1600 (64)	150 (6)	450 (18)
18	300 (12)	550 (22)	1650 (66)	150 (6)	450 (18)
20	300 (12)	625 (25)	1725 (69)	150 (6)	450 (18)
24	300 (12)	900 (36)	2225 (89)	150 (6)	450 (18)

<sup>a</sup> Para aberturas circulares, este valor puede ser ½ para el ID basado en el cuello de las boquillas especificado.

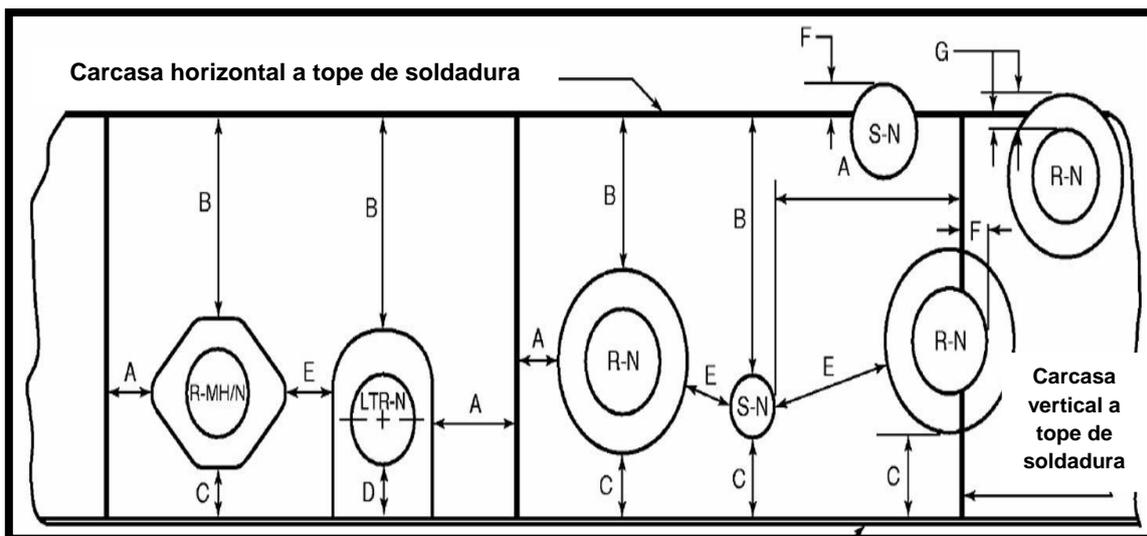


Figura 32. Ubicación de boquillas y entradas hombre en un tanque en corte transversal

Nota:

R-MH/N = Abertura reforzada (entrada de hombre o boquilla con placa de refuerzo en forma de diamante).

LTR-N= Apertura reforzada tipo baja (boquillas con placa de refuerzo con forma de lápida).

R-N= Abertura reforzada (entrada hombre o boquilla con placa reforzada circular o placa de inserción engrosada).

S-N= Abertura no reforzada (entrada hombre o boquilla insertada en la carcasa por el detalle de cuello alternativo).

### **Boquillas en el cuerpo**

Se pueden instalar boquillas permanentes en el cuerpo del tanque pero su eje de soldadura deberá estar alejado por lo menos 3" de una junta horizontal, y al menos 6" de cualquier junta vertical. Las soldaduras pueden cruzar juntas verticales u horizontales probando que las sueldas son continuas y que el ángulo de incidencia entre las dos sueldas es mayor o igual a 45°. Elementos temporales deberán hacerse preferentemente antes de soldar los anillos. Los espacios indicados, serán los mismos. Los elementos temporales deben removerse, y cualquier daño deberá repararse.

### **Boquillas en los anillos y bridas**

Se puede instalar boquillas con otros ángulos que no sea 90° con la plancha, pero aumentando el tamaño de la placa de refuerzo. Boquillas de hasta 3" para pozuelos de termómetros, o toma de muestras pueden instalarse a un ángulo de 15° o menos con la perpendicular, sin modificar el refuerzo.

### **Tratamiento térmico de alivio de tensiones**

Todas las puertas de limpieza y accesorios grandes deben ser tratados térmicamente para aliviar las tensiones luego de ser ensamblados y antes de ser instalados en el tanque, o después de ser instalados si todo el tanque va a ser sometido a tratamiento térmico. El rango de temperaturas para el alivio de tensiones es entre 1100° F a 1200° F (600° C – 650° C) por una hora por pulgada de espesor de pared.

El ensamble debe incluir la plancha de piso o anular y la soldadura de la brida al cuello. Cuando no se puede llegar a los 1100° F (600° C) se puede usar otras temperaturas por más tiempo.

**Bocas de techo**

Las entradas de inspección deben construirse de acuerdo a las normas ASTM, si se espera realizar trabajos con el tanque en operación, la entrada deberá reforzarse. Las boquillas sobre el techo deben tener bridas normalizadas. Las aperturas rectangulares son similares a las redondas, deben tener sus refuerzos. Las tapas no deben ser menores a 1/2" de espesor. Deben resistir el peso de una persona de 250 lb. Parada en el centro de la tapa. Tapas con bisagras no pueden usarse en tanques con presión interna. Se debe tener cuidado en el diseño de las tapas rectangulares, y en los pernos de sujeción.

**Drenajes de fondo**

Los drenajes de fondo se utilizan cuando no hay puertas o tapas de limpieza de fondo, ó como auxiliares diarios para estas tapas o puertas de limpieza. Los drenajes de fondo se utilizan continuamente cuando hay muchos depósitos o sedimentos sólidos durante el proceso. Los drenajes de fondo sirven para desalojar el agua de formación que se decanta en la parte inferior del tanque, junto con sedimentos en suspensión.

**Refuerzos estructurales**

Plataformas, camineras, escaleras de acceso

Son elementos de servicio, que muchas veces pueden ser diseñados como refuerzos estructurales al mismo tiempo. Deben ser diseñados de forma práctica y ser funcionales. Cuidar los espacios mínimos para los operadores, evitar interferencia con instrumentos o boquillas. Cuidar el espacio entre peldaños en las escaleras, deben tener una altura adecuada para evitar el esfuerzo innecesario.

Refuerzos contravientos

Todo tanque abierto en la parte superior, necesita los anillos de refuerzo para mantener su redondez contra las fuerzas de viento. Los refuerzos se instalarán en el tope del tanque o cerca del tope, preferentemente en la parte externa. Estos refuerzos se construirán con materiales estructurales, dependiendo del tamaño y espesor. El mínimo tamaño a usar será el

ángulo de 2 ½" x 2 ½" x ¼". El espesor mínimo de cualquier elemento de refuerzo será de ¼". Cuando los anillos de refuerzo están localizados más bajo que 2 pies del tope del tanque, se usarán ángulos de 2 ½" x 2 ½" x 3/16" para anillos de 3/16" de espesor, y ángulos de 3" x 3" x ¼" para anillos de más de 3/16" de espesor, o con perfiles estructurales con un módulo de sección equivalente.

Los refuerzos que puedan retener líquido, deberán tener agujeros de drenaje. Las soldas cuando crucen cordones verticales, deberán estar ubicadas a 6" de la junta vertical. Los refuerzos utilizados como camineras deberán tener un ancho mínimo de 24". Deberán ser ubicados 42" debajo del filo superior del tanque y deberán tener un pasamano en la parte externa. En los elementos estructurales debemos tomar en cuenta el momento rectangular de inercia  $I$ , y el eje neutral  $c$  que pasa por el centro de gravedad de la sección. La expresión  $I/c$  es lo que se denomina el módulo de la sección. El valor mínimo del módulo de sección del refuerzo será:

$$Z = 0.0001 D^2 H_2$$

Dónde:

Z = módulo de sección mín. (plg<sup>3</sup>)

D = diámetro nominal del tanque (ft)

H<sub>2</sub> = altura del anillo del tanque (ft).

El valor mínimo del módulo de sección del refuerzo será en unidades SI:

$$Z = D^2 H_2 / 17$$

Dónde:

Z = módulo de sección mín. (cm<sup>3</sup>)

D = diámetro nominal del tanque (m)

H<sub>2</sub> = altura del anillo del tanque (m).

### **Refuerzos intermedios**

La altura máxima de un sector de anillos sin refuerzo se calcula con la siguiente fórmula:

$$H_1 = 600,000 \sqrt{\left(\frac{t}{D}\right)^3}$$

Dónde:

H<sub>1</sub>= distancia vertical (ft) entre el refuerzo intermedio y el ángulo de tope.

t= espesor del anillo de tope (plg.).

D= diámetro nominal del tanque (ft).

Para el Sistema Internacional:

$$H_1 = 9.47t \sqrt{\left(\frac{t}{D}\right)^3}$$

Dónde:

H<sub>1</sub>= distancia vertical (m) entre el refuerzo intermedio y el ángulo de tope.

t= espesor del anillo de tope (mm.).

D= diámetro nominal del tanque (m).

Después de determinar la altura máxima de cuerpo sin refuerzo H<sub>1</sub>, se calcula la altura del cuerpo de la siguiente manera:

1. Cambie el ancho actual de cada anillo en un ancho corregido siguiendo una secuencia que parte del espesor del anillo más alto, con la siguiente fórmula:

$$W_{tr} = W \sqrt{\left(\frac{t_{uniforme}}{t_{actual}}\right)^5}$$

W<sub>tr</sub> = ancho secuencial de cada anillo

W= ancho actual de cada anillo (plg).

t uniforme = espesor del anillo de tope.

t actual = espesor ordenado del anillo para el que se está revisando el valor.

2. Sume los anchos secuenciales de los anillos. La suma de todos los anchos corregidos dará la altura del cuerpo corregida.
3. Si la altura del cuerpo corregida es mayor que la máxima altura calculada H<sub>1</sub>, se necesita un refuerzo intermedio.
4. El refuerzo debe localizarse a media altura del cuerpo.

Los refuerzos intermedios deben colocarse alejados de las costuras horizontales, en una distancia no menor a 6" (150 mm). Si en el diseño coincide dentro de esta zona, es preferible el instalarle debajo de la costura, revisando la altura total sin refuerzo.

El mínimo del módulo de la sección del refuerzo será:

$$Z = 0.0001 D^2 H_1$$

Dónde:

Z = módulo de sección mín. (plg<sup>3</sup>)

D = diámetro nominal del tanque (ft)

H<sub>1</sub> = altura del anillo del tanque (ft).

Cuando es necesario colocar un refuerzo intermedio a una altura menor que H<sub>1</sub>, la distancia se calcula con la siguiente fórmula:

$$H_1' = 1.47(Dt)^{0.5}$$

D = diámetro del taque (ft).

t = espesor de la plancha reforzada (plg.).

### **Techos y cubiertas**

Todos los techos y estructuras soportantes deberán ser diseñadas para soportar una carga muerta y una carga viva uniforme no menor que 25 lbf/pie<sup>2</sup> de área proyectada. Las planchas de cubiertas deberán tener un espesor mínimo de 3/16". La tolerancia para corrosión se añadirá al espesor de diseño. Las planchas de techos cónicos soportados no deberán fijarse a los miembros de soporte. Todos los miembros estructurales internos o externos deberán tener un espesor nominal mínimo de 0.17" (~3/16"). Las planchas de techo se unirán al ángulo de filo con un cordón continuo solo en el lado superior.

El espesor mínimo de cualquier elemento estructural incluyendo la tolerancia de corrosión en el lado expuesto, no será menor de 1/4" para columnas, soportes, vigas o refuerzos que por diseño estén para resistir fuerzas compresivas de 0.17" H<sub>2</sub>O. Los radios máximos de

ligereza de los elementos estructurales para columnas  $L/r_c$  no debe exceder 180. Para otros elementos a compresión, el valor  $L/r$  no debe exceder 200. Para otros miembros, excepto varillas de amarre, cuyo diseño se basa en fuerzas de tensión, el valor  $L/r$  no debe exceder de 300.

$L$  = longitud libre, plg.

$r_c$  = menor radio de giro de la columna, plg.

$r$  = radio de giro gobernante, plg.

La pendiente será del 6% (3/4" en 12") o mayor. Los radios estarán espaciados en el círculo externo a no más de  $2\pi$ ft. (6.28 ft.) La separación entre los anillos internos no será mayor a 5.5 ft. En zonas sísmicas, se colocarán varillas de 3/4" entre los radios en el anillo exterior.