



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE QUÍMICA

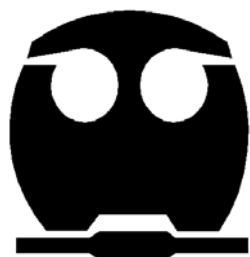
“CONSIDERACIONES ECONÓMICO-AMBIENTALES
Y DE PROCESO EN LA UTILIZACIÓN DE TANQUES
DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS TIPO
API”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A:

JOSÉ ALBERTO RODRÍGUEZ JIMÉNEZ



MÉXICO, D.F.

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado:

Presidente	Prof. José Antonio Ortiz Ramírez
Vocal	Prof. Ramón Edgar Domínguez Betancourt
Secretario	Prof. Rodolfo Torres Barrera
1er sup .	Prof. Humberto Rangel Dávalos
2do sup .	Prof. Pedro Roquero Tejeda

Sitio donde se desarrolló el tema
Torre de Ingeniería, Ciudad Universitaria

Prof. José Antonio Ortiz Ramírez

Asesor del tema

José Alberto Rodríguez Jiménez

Sustentante

*A menudo los caminos más difíciles son los que
nos llevan a los lugares más hermosos*

Doy gracias a Dios por permitirme finalizar esta etapa tan importante, por llenarme de incontables bendiciones y por todas las personas que me ha concedido conocer.

DEDICATORIAS

A INÉS, por tu ejemplar desempeño desde antes de traerme al mundo, por todo el amor que me has dado y aprender de ti a luchar con mas fuerza cuando todo parece perdido.

A FERNANDO, agradezco tu acertadísima decisión de unirme a mamá, por el amor que nos diste mientras estuviste con nosotros y por acompañarme desde el cielo en todo momento.

A Celia, Natalia y Lourdes, por su cariño, apoyo y compañía desde la niñez, compartiendo las dificultades y alegrías mientras crecíamos, gracias por ser mis hermanas.

A Zaira, Luis Fernando, César, Israel y Gael, esperando que este esfuerzo les motive a ser mejores que yo.

A Gina, por tu compañía y apoyo todo este tiempo, porque sin ti todo habría sido simplemente distinto.

A todos los amigos y familiares que comparten la satisfacción de lograr esta meta tan importante.

AGRADECIMIENTOS

A todos los profesores que han dedicado su tiempo y esfuerzo en nuestra formación, reciban mi mas sincero agradecimiento.

Al Ing. José Antonio Ortiz Ramírez, por su dedicación y entrega en la formación de ingenieros, su esfuerzo constante ha hecho una gran diferencia en los que hemos tenido la oportunidad de conocerle, gracias.

A todos mis compañeros y al personal de la Torre de Ingeniería, que en su momento aportaron valiosos elementos técnicos y humanos para mi formación.

A los distinguidos profesores del jurado, cuyas observaciones y experiencia permitieron pulir este trabajo.

A todas las personas que he tenido oportunidad de conocer, por las lecciones que he aprendido de todos ustedes, Dios los bendiga.

ÍNDICE

	PÁGINA
Introducción	1
CAPÍTULO 1 Generalidades	4
1.1 Líquidos	5
1.2 Tanques de Almacenamiento	5
1.3 Tanques de Almacenamiento Atmosférico	7
1.3.1 Tanques de Almacenamiento de Techo Fijo	8
1.3.2 Tanques de Almacenamiento de Techo Flotante	9
1.3.3 Tanques de Techo Flotante con Domo Autosoportado	11
1.3.4 Tanques de Diafragma Flotante Interno	12
1.3.5 Sello Perimetral de Techos Flotantes	14
1.3.6 Accesorios de Cubierta de Techos Flotantes	18
CAPÍTULO 2 Consideraciones de Proceso	25
2.1 Consideraciones para el Diseño de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	26
2.1.1 Medición de Nivel	29
2.1.2 Medición de Temperatura	29
2.1.3 Aislamiento y Calentamiento de Tanques de Almacenamiento Atmosférico de Hidrocarburos	29
2.1.4 Materiales Utilizados en Tanques de Almacenamiento	31
2.1.5 Soldadura	32
2.1.6 Diseño del Fondo	33
2.1.7 Diseño de la Pared	33
2.1.8 Diseño del Techo	35
2.1.9 Cimentación	38
2.2 Localización de Tanques de Almacenamiento Atmosférico con respecto a otras Áreas	41
2.2.1 Distancias Mínimas entre Tanques de Almacenamiento	42
2.2.2 Control de Derrames en Tanques de Almacenamiento	43
2.2.3 Frentes de Ataque para Tanques de Almacenamiento	46
2.3 Protección Contra incendio de Tanques de Almacenamiento Atmosférico de Hidrocarburos	47
2.3.1 Detección y Alarmas	50
2.3.2 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica - Aplicación Superficial	50
2.3.3 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica.- Aplicación Subsuperficial	52
2.3.4 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica por Medio de Monitores Móviles	53
2.3.5 Protección Contra incendio por Enfriamiento con Agua	54

2.4	Ventoeo de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	58
2.4.1	Ventoeo de Emergencia	60
2.4.2	Corrección por Densidad del Vapor	61
2.4.3	Corrección por Temperatura	62
2.4.4	Arrestadores de Flama	62
2.5	Protección de Tanques de Almacenamiento Atmosférico contra la Corrosión	63
2.5.1	Prevención de la Corrosión por Protección Catódica	64
2.5.2	Prevención de la Corrosión por Protección Pasiva	66
2.6	Color Exterior de Tanques de Almacenamiento	68
2.7	Identificación de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	69
2.7.1	Identificación de Riesgos para Hidrocarburos Almacenados en Tanques Atmosféricos	70
2.8	Generación de Electricidad Estática en Tanques de Almacenamiento	71
2.8.1	Protección de Tanques de Almacenamiento contra Descargas Eléctricas Atmosféricas	71
2.8.2	Áreas Peligrosas en Tanques de Almacenamiento Atmosférico	72
2.8.3	Instalaciones Eléctricas en Áreas de Almacenamiento	73
2.9	Mantenimiento e Inspección de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	73
CAPÍTULO 3	Consideraciones Ambientales	78
3.1	Legislación Ambiental Aplicable al Almacenamiento de Hidrocarburos	79
3.1.1	Impacto Ambiental	80
3.1.2	Auditoría Ambiental	80
3.1.3	Residuos Peligrosos	80
3.2	Pérdidas por Evaporación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico de Hidrocarburos	81
3.2.1	Ciclo de Respiración de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	81
3.3	Mecanismos de Las Pérdidas Por Evaporación en Tanques de Almacenamiento	82
3.4	Estimación de las Pérdidas por Evaporación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico	84
3.4.1	Tanques de Techo Fijo	84
3.4.2	Tanques de Techo Flotante	89
3.5	Contaminación del Aire, Suelo y Agua por Hidrocarburos	92

CAPÍTULO 4	Consideraciones Económicas	94
4.1	Dimensiones Óptimas de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	95
4.1.1	Tanques con espesor de Pared Independiente de D y H	95
4.1.2	Tanques con espesor de Pared Dependiente de D y H	96
4.1.3	Factores de Costo	96
4.1.4	Casos Simplificados de Dimensiones Óptimas	97
4.1.5	Costo de Materiales	98
4.2	Estimación del Costo de Tanques de Almacenamiento Atmosférico	99
4.2.1	Estimación por Razones y Proporciones	99
4.2.2	Índices de Costo	99
4.2.3	Regla de las Seis Décimas	100
4.2.4	Costo Estimado del Tanque	100
4.3	Costo de las Pérdidas por Evaporación	101
4.4	Costo de Almacenamiento	101
4.4.1	Comparación del Costo de Almacenamiento	102
	CONCLUSIONES	103
	ANEXO	106
	GLOSARIO	122
	BIBLIOGRAFÍA	130

INTRODUCCIÓN

En el diseño de procesos de plantas químicas o de refinerías, generalmente se hace énfasis a los equipos que efectúan las diferentes operaciones unitarias, entre los que se encuentran los intercambiadores de calor, columnas de separación, reactores, recipientes de balance, separadores líquido-vapor (**Recipientes de Proceso**, Figura A), incluyendo filtros, bombas, compresores, tuberías, válvulas, instrumentos y otros sistemas que integran el proceso. Sin embargo, hay otros equipos situados fuera de límites de batería, denominados **Tanques de Almacenamiento** (Figura B), que a pesar de no formar parte del proceso, su función es el almacenamiento de sustancias en grandes cantidades, siendo parte fundamental de toda instalación industrial. Por tratarse de equipos tan relevantes como los de proceso, en el presente trabajo se pretende discutir las características más importantes de algunas clases de tanques de almacenamiento.



Figura A. Recipiente de Proceso



Figura B. Tanques de Almacenamiento

Las cantidades de líquidos inflamables y combustibles que pueden almacenar, el valor económico del propio tanque y de su contenido, hacen que en las áreas de tanques de almacenamiento se concentre una cantidad de energía mucho mayor a la de una área de proceso, siendo los accidentes en estas áreas los de mayores pérdidas económicas, materiales y humanas, ya que el valor de un conjunto de tanques con su contenido puede llegar a ser superior al de una planta de proceso completa (considerando que el valor del producto es de tres a cinco veces el valor del tanque).

Los tanques de almacenamiento son construidos en diferentes formas, tamaños y materiales dependiendo el servicio para el que son necesarios. La capacidad de los tanques de almacenamiento varía desde unos cuantos barriles hasta 500,000 bbl (79,500 m³) en México; 1,200,000 bbl (190,800 m³) en Japón y hasta 1,500,000 bbl (238,500 m³) en el Reino Unido. Cuando sus dimensiones lo hacen posible, estos equipos se entregan prefabricados (construcción en taller) y se transportan a su lugar de colocación, mientras que los de mayores dimensiones son armados en el sitio donde prestarán servicio (construcción en campo).

El almacenamiento es una actividad de tal importancia para la industria de proceso, que en lo general, las instalaciones de almacenamiento llegan a ocupar la mayor parte del terreno destinado a las instalaciones de todo el complejo (hasta dos terceras partes, ver Figura C). Esta importancia reside principalmente en la flexibilidad que brindan a la operación de planta al absorber las irregularidades en los procesos de transporte de materias primas o productos terminados, o alteraciones en la operación del proceso, entre otras.



Figura C. Extensión de las Instalaciones de Almacenamiento en una Refinería de Petróleo.

El efecto de los accidentes en tanques de almacenamiento no se limita al daño económico que causa la pérdida del tanque y su contenido, sino al impacto ambiental al sitio del tanque que comienza desde el momento de preparar el terreno donde se va a instalar. Las emisiones a la atmósfera en operación normal, así como las producidas durante incendios, contribuyen a la contaminación atmosférica. Los derrames de sustancias químicas e hidrocarburos son de efectos tan adversos que, basta un galón de hidrocarburo para contaminar varios metros cúbicos de agua, haciéndola peligrosa para los seres vivos que dependen de ella. Respecto a los suelos, éstos pierden su fertilidad cuando ocurren derrames de hidrocarburos, al ser destruidos sus diferentes micro ecosistemas.

Por lo mencionado anteriormente, en este trabajo de tesis se pretende mostrar algunos aspectos consideraciones que es necesario considerar en proyectos que contemplen estos equipos, particularmente los diseñados y construidos de acuerdo al código API-650; bajo tres argumentos que abarcan cuestiones relativas al diseño, aspectos ambientales y económicos, aplicando además del criterio técnico, las normas y la legislación correspondiente, acordes a las necesidades de la sociedad moderna.

Aunque cumplen la misma función de almacenamiento, los requerimientos de diseño y operación de los tanques de almacenamiento cuyo diseño se realiza con códigos diferentes al API 650 impide que sean tratados con la misma extensión en esta tesis.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

La cantidad de sustancias que se pueden almacenar es tan grande, que es necesario establecer algunos conceptos básicos para delimitar las aplicaciones para las que son adecuados los tanques de almacenamiento atmosférico. Como criterio básico, los tanques de almacenamiento solamente pueden contener sustancias líquidas, por ello, la norma NFPA 30 establece una definición ampliamente utilizada para definir a los líquidos.

1.1 Líquidos^[3]

Un material es líquido cuando posee una fluidez mayor de 300, correspondiente a la penetración de asfalto, de acuerdo al método de prueba descrito en la norma ASTM D5 (Método de Prueba Estándar de Penetración de Materiales Bituminosos)^[55]. La definición anterior permite diferenciar los fluidos que se pueden almacenar en tanques atmosféricos, ya que estos tanques, de acuerdo al código API 650, solamente deben utilizarse para contener fluidos **líquidos**. Por otro lado, la norma NFPA 30 establece la clasificación de los líquidos de acuerdo a su punto de inflamación^[3]:

Líquidos inflamables.- Cualquier líquido con punto de inflamación menor de 100 °F (37.8 °C) y una presión de vapor Reid no mayor de 39.8 psia (274.4 kPa_A) a 100 °F (37.8 °C).

- **Clase I A.**- Punto de inflamación inferior a 73 °F (22.8 °C) y punto de ebullición inferior a 100 °F (37.8 °C).
- **Clase I B.**- Punto de inflamación inferior a 73 °F (22.8 °C) y punto de ebullición de 100 °F (37.8 °C) o mayor.
- **Clase I C.**- Punto de inflamación mayor o igual que 73 °F (22.8 °C) pero menor de 100 °F (37.8 °C).

Líquidos combustibles.- Cualquier líquido con punto de inflamación igual o mayor de 100 °F (37.8 °C).

- **Clase II.**- Líquidos con punto de inflamación de 100 °F (37.8 °C) o mayor, pero menor de 140 °F (60 °C).
- **Clase III A.**- Líquidos con punto de inflamación de 140 °F (60 °C) o mayor, pero menor de 200 °F (93 °C).
- **Clase III B.**- Líquidos con punto de inflamación de 200 °F (93 °C) o mayores.

Debido a que los hidrocarburos que se almacenan en tanques atmosféricos poseen las características anteriores, les llamaremos simplemente líquidos, y de estos, solo trataremos el almacenamiento de los líquidos estables.

Presión de Vapor Reid (RVP)

Es la presión de vapor de líquidos volátiles como el petróleo crudo y sus derivados, determinada a 100 °F (37.8 °C), en libras sobre pulgada cuadrada absolutas PSIA (kPa_A), de acuerdo al método descrito en la norma ASTM D-323.

1.2 Tanques de Almacenamiento

El tipo de tanque que debe utilizarse, depende básicamente de la presión de vapor del líquido a almacenar; para ello, existen dos grandes clases de tanques de almacenamiento: atmosféricos y presurizados, estos últimos se dividen a su vez en tanques de baja presión de operación cuyo intervalo va de 1 a 15 psig (6.89 a 103.42 kPa_M), y de alta presión de operación, mayor a 15 psig (103.42 kPa_M), medidas en el espacio vapor.

El código API 620 se utiliza para diseñar y construir tanques de acero al carbón, de gran capacidad, soldados en campo, para servicio de baja presión, de instalación superficial, de un solo eje de revolución vertical, para operar en condiciones donde la temperatura del acero sea menor que 250 °F (121 °C) y la temperatura atmosférica mínima sea -50 °F (-46 °C). El Apéndice R se utiliza para tanques refrigerados a temperaturas de -60 a 40 °F. (-51 a 4.4 °C). El apéndice Q aplica a tanques de baja presión para almacenar gases licuados a temperaturas no menores de -270 °F (-168 °C).

Los tanques de alta presión almacenan gases y líquidos con altas presiones de vapor, que en condiciones ambientales existen en forma de vapor o gas. Para este servicio, el tanque esférico es más económico para grandes volúmenes y presiones de almacenamiento relativamente bajas, mientras que el cilíndrico se utiliza para presiones altas y volúmenes menores. Los códigos de diseño de tanques de almacenamiento a alta presión mas utilizados son: ^[2]

ASME Sección VIII, División 1	Estados Unidos / México
A.D. Merkblätt Code	Alemania
British Code BS 5500	Reino Unido
JIS Japanese Pressure Vessel Code	Japón
Swedish Pressure Vessel Code	Suecia
Italian Pressure Vessel Code	Italia
Dutch Stoomwezen Code	Holanda

Como se menciona, los tipos básicos de tanques de almacenamiento de acuerdo su presión de operación son: Atmosférico, de Baja Presión y de Alta Presión, las características principales de estos tipos de tanques, así como sus códigos de construcción se resumen en la Tabla 1.1:

Atmosféricos P _{OP} = 0 a 0.5 psig (0 a 3.5 kPa _M)		Presurizados			
		Baja presión 1 a 15 psig (6.9 a 103.4 kPa _M)	Alta presión P _{OP} > 15 psig (103.4 kPa _M)		
Fabricados en Taller	Construidos en Campo	API 620 Cilíndricos Verticales	ASME Sección VIII Div. 1		
API 12F UL 142 API 650 (Apéndice J hasta 6 m de D)	API 650 - De techo fijo - De techo flotante - De diafragma flotante interno		Esféricos	Cilíndricos	
	Apéndice H hasta 1 psig (6.9 kPa _M)			Horizontales	Verticales
No pueden utilizarse como tanques presurizados		Pueden utilizarse como tanques atmosféricos			

Tabla 1.1 Clasificación de Tanques de Almacenamiento por su Presión de Operación ^[1]

Uno de los primeros pasos para saber que tipo de tanque es el adecuado para los requerimientos de almacenamiento que se presenten, así como las reglas para el diseño mecánico y de los componentes del tanque, es determinar el código de construcción aplicable, cuya selección puede realizarse con ayuda de la Figura 1.1. ^[7]

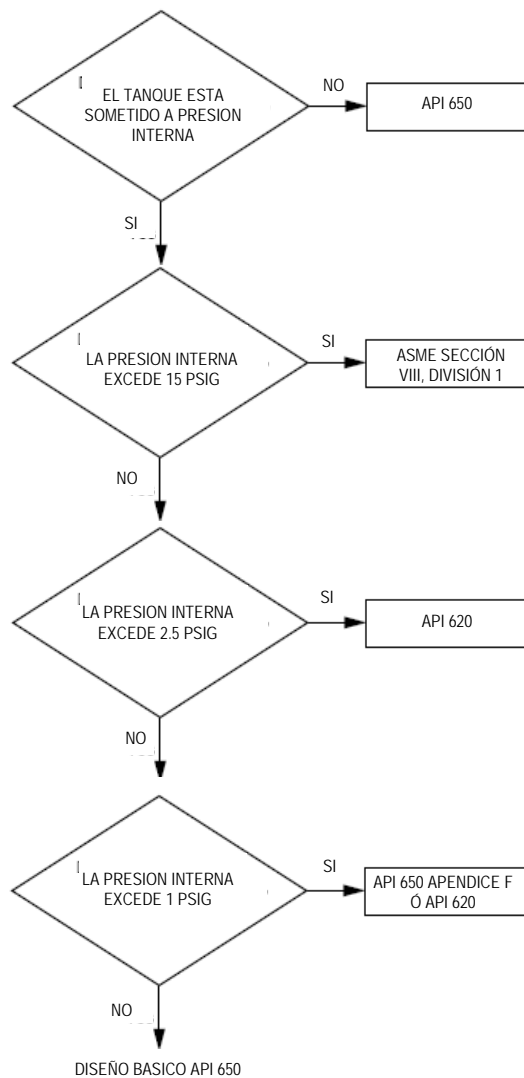


Figura 1.1 Selección Preliminar del Tipo de Tanque de Almacenamiento y su Código de Construcción [7]

1.3 Tanques de Almacenamiento Atmosférico

El código API 650 se utiliza para diseñar y construir tanques cilíndricos verticales de acero no refrigerados, soldados en campo, con el fondo uniformemente soportado sobre el suelo, para almacenar líquidos que no ebulen a temperatura ambiente, a presiones de operación de hasta 1 psig (6.89 kPa_M) en el espacio vapor, a temperaturas de hasta 200 °F (93 °C); el Apéndice F de este código permite una presión de diseño máxima de 2.5 psig (17.24 kPa_M); y el Apéndice M permite operar a temperaturas de hasta 500°F (260 °C). Los tanques de almacenamiento API 650 se caracterizan por contar con una junta frágil en la unión de la pared del tanque con el techo fijo (cuando tiene), de manera que esta unión sea la primera que falle en caso de una sobrepresión interna ocasionada por un evento de fuego externo. [3]

1.3.1 Tanque de Almacenamiento de Techo Fijo

Se utiliza para almacenar líquidos cuya RVP es menor de 1.5 psia (10.34 kPa_A). Consiste de una pared cilíndrica de acero con un techo de forma cónica, plana o de domo. Aunque se pueden fabricar en cualquier tamaño, el costo de las estructuras de soporte se eleva sustancialmente con el diámetro, por ello, el volumen de estos tanques normalmente no excede a 200,000 bbl (31,800 m³) en México (Figura 1.2).



Figura 1.2 Tanque de Techo Fijo Cónico de 200 000 bbl (31,800 m³), para Almacenamiento de Combustóleo.

Este tipo de tanques puede contar con venteo atmosférico o a presión-vacío, este último permite que el tanque opere ligeramente a presión o vacío interno, para prevenir la emisión de vapores ante cambios pequeños de presión, temperatura o nivel de líquido. Este diseño es el de construcción menos costosa y se considera como el mínimo aceptable para almacenar líquidos (Figura 1.3). [1]

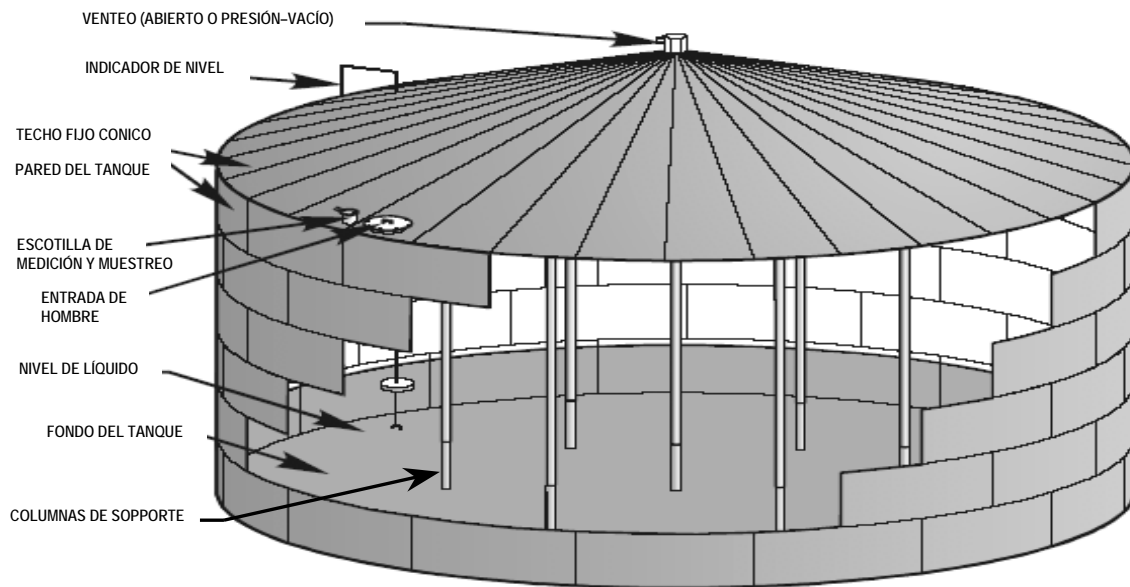


Figura 1.3 Tanque de Techo Fijo

1.3.2 Tanques de Almacenamiento de Techo Flotante

Los tanques de techo flotante consisten de una pared de acero cilíndrica, con un techo que flota sobre la superficie del líquido almacenado y que consiste de una cubierta, accesorios y un sistema de sello perimetral. Se utilizan para almacenar líquidos con presión de vapor de 1.5 a 44 psia (0.105 a 3.09 kg/cm² A) con capacidades de hasta 500,000 bbl (79,500 m³) en México. El API 650 en el Apéndice C cubre el diseño de los techos flotantes.

Los techos flotantes, se desarrollan a partir de la década de los 60 como una opción efectiva, durable y de diseño ligero para el control de emisiones, cuyo uso se intensifica cuando materiales como el aluminio, se comienzan a utilizar de manera común en su construcción.^[1] En estos tanques, la cubierta sube y baja con el nivel del líquido, y están equipados con un sistema de sello perimetral unido al perímetro de la cubierta que hace contacto con la pared del tanque, con el propósito de reducir las pérdidas por evaporación del líquido almacenado, sin embargo, en ocasiones llegan a quedar espacios anulares entre el sello perimetral y la pared del tanque, debido al deslizamiento del sello contra la pared cuando cambia el nivel de líquido (Figura 1.4). ^[1]

Actualmente las compañías petroleras establecen estos dispositivos como equipo estándar, para el diseño, construcción, reparación o conversión de tanques existentes, debido a las exigencias ambientales para la reducción de las emisiones de vapores a la atmósfera. Una característica importante de los techos flotantes es su alta eficiencia para la disminución de las pérdidas por evaporación. Esto la convierte en un sistema de control de contaminación ambiental, que a diferencia de los métodos alternativos, como los sistemas de recuperación de vapores, no incrementa los costos de operación.

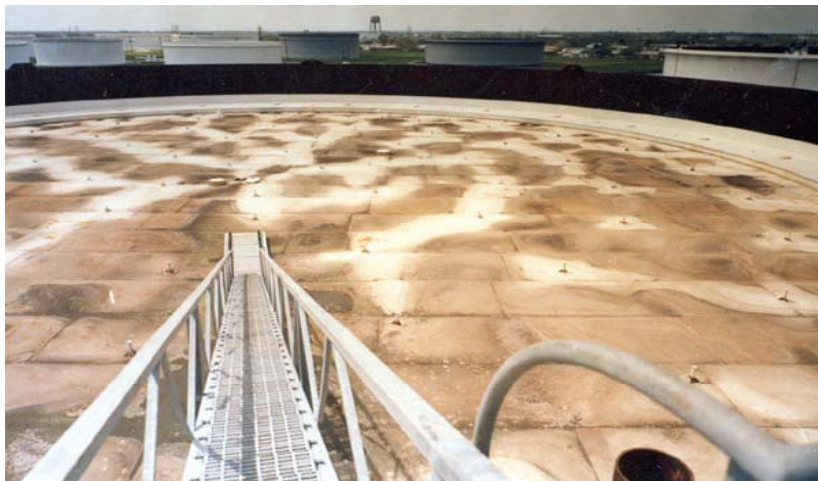


Figura 1.4 Vista de Techo Flotante desde la Escalera de Acceso

Los techos flotantes son equipados con accesorios que penetran la cubierta y desempeñan funciones operacionales. Este diseño de techo flotante es tal que las pérdidas por evaporación se limitan a las emisiones en el sello perimetral, a las causadas por los accesorios de la cubierta y al líquido expuesto en las paredes del tanque. En la figura 1.5 a y b se muestran los techos flotantes más utilizados. ^[1]

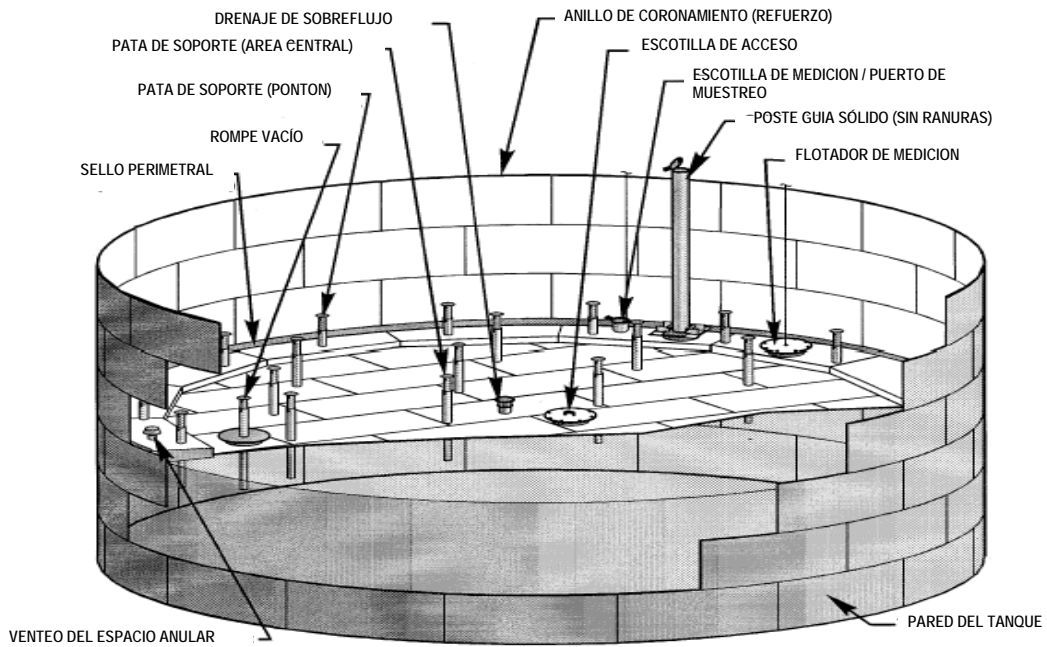


Figura 1.5 a Tanque de Techo Flotante tipo Pontón

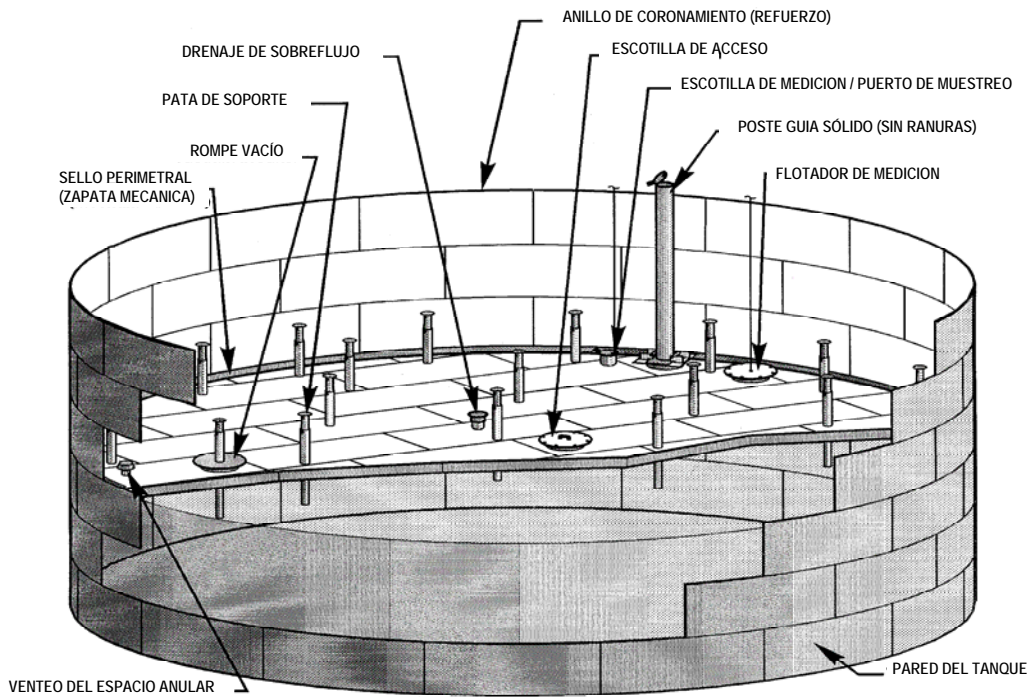


Figura 1.5 b Tanque de Techo Flotante tipo Doble Cubierta

1.3.3 Tanques de Techo Flotante con Domo Autoportado

Este tipo de tanque cuenta con el típico techo flotante y un techo fijo en forma de domo; estos tanques son usualmente el resultado de adicionar un domo a un tanque de techo flotante. Al igual que en los tanques de diafragma flotante interno, el domo no actúa como barrera contra el vapor, sino que evita el efecto del viento. El tipo más utilizado es el domo de aluminio autoportado remachado (Figuras 1.6a, 1.6b y 1.8).



Figura 1.6a Estructura del Domo Autoportado



Figura 1.6b Tanque de 80 000 bbl (12 719 m³) con Domo

En la (figura 1.7) se observa la adición de domos autoportados a tanques de techo flotante en un patio de tanques de almacenamiento en una refinería de petróleo.



Figura 1.7 Adición de Domos a Tanques de Techo Flotante

Estos tanques tienen venteos libres en la parte superior del domo, sin embargo, los accesorios y el sello perimetral son idénticos a los de techos flotantes. En el caso de que el techo flotante sea reemplazado por un diafragma flotante (más ligero), el tanque se considera entonces como un tanque con diafragma flotante interno. ^[1]

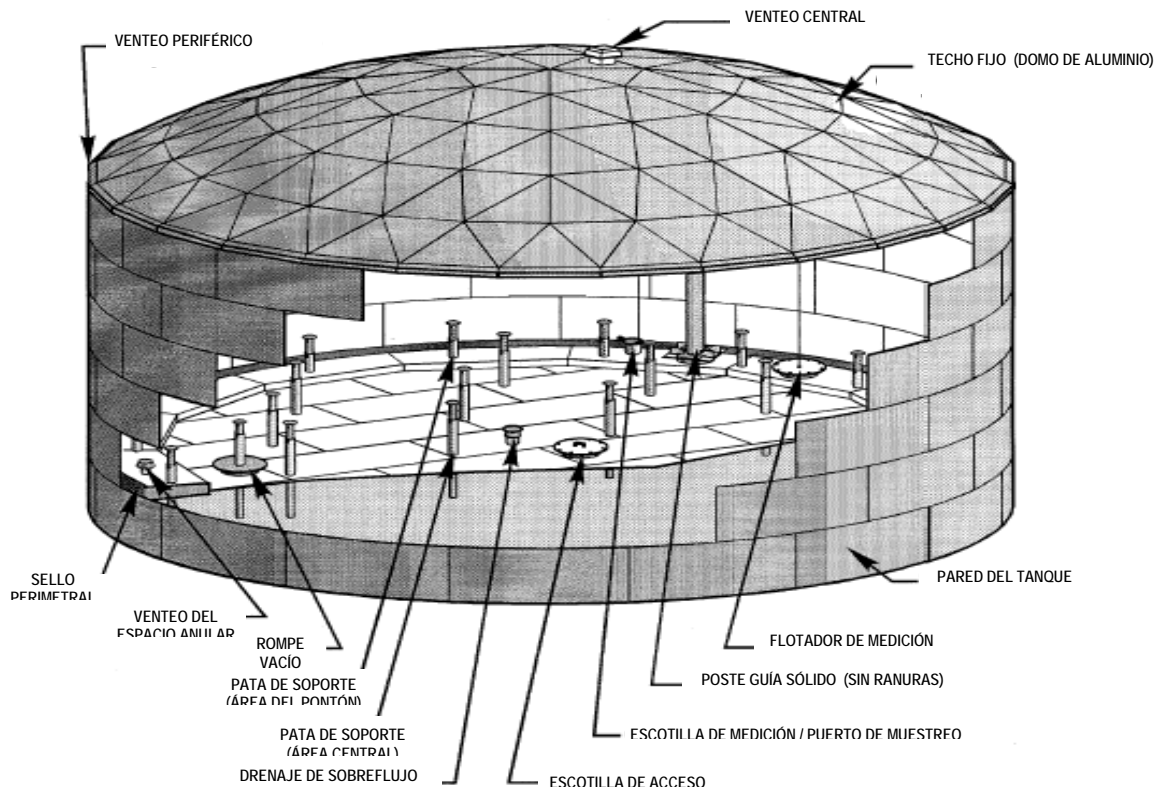


Figura 1.8 Tanque de Techo Flotante con Domo Autosoportado

1.3.4 Tanques de Diafragma Flotante Interno

Son tanques de techo fijo con un diafragma flotante dentro. Existen dos tipos básicos: tanques en los que el techo fijo es soportado por columnas interiores y tanques con techo fijo autosoportado. (Figura 1.9). [1]

En operación, el diafragma se mueve verticalmente sobre el nivel del líquido, directamente sobre su superficie (tipo contacto) o sobre pontones (tipo no contacto), aunque la mayoría son de pontones de aluminio del tipo no contacto. Los diafragmas de tipo contacto, cuyas uniones de la cubierta son usualmente soldadas pueden ser:

- ✓ De paneles de aluminio, de doble pared con núcleo en forma de panal, en contacto con el líquido.
- ✓ Charolas de acero soldadas, flotando en contacto con el líquido.
- ✓ Paneles de poliéster reforzado con fibra de vidrio, flotando en contacto con el líquido (poco común).

Los diafragmas de tipo no contacto son las de uso más común. Su construcción típica consiste de una cubierta y un armazón de aluminio, soportados sobre el líquido por pontones tubulares de aluminio, este tipo de cubiertas usualmente tiene uniones soldadas, por lo cual no presentan uniones en la cubierta flotante.

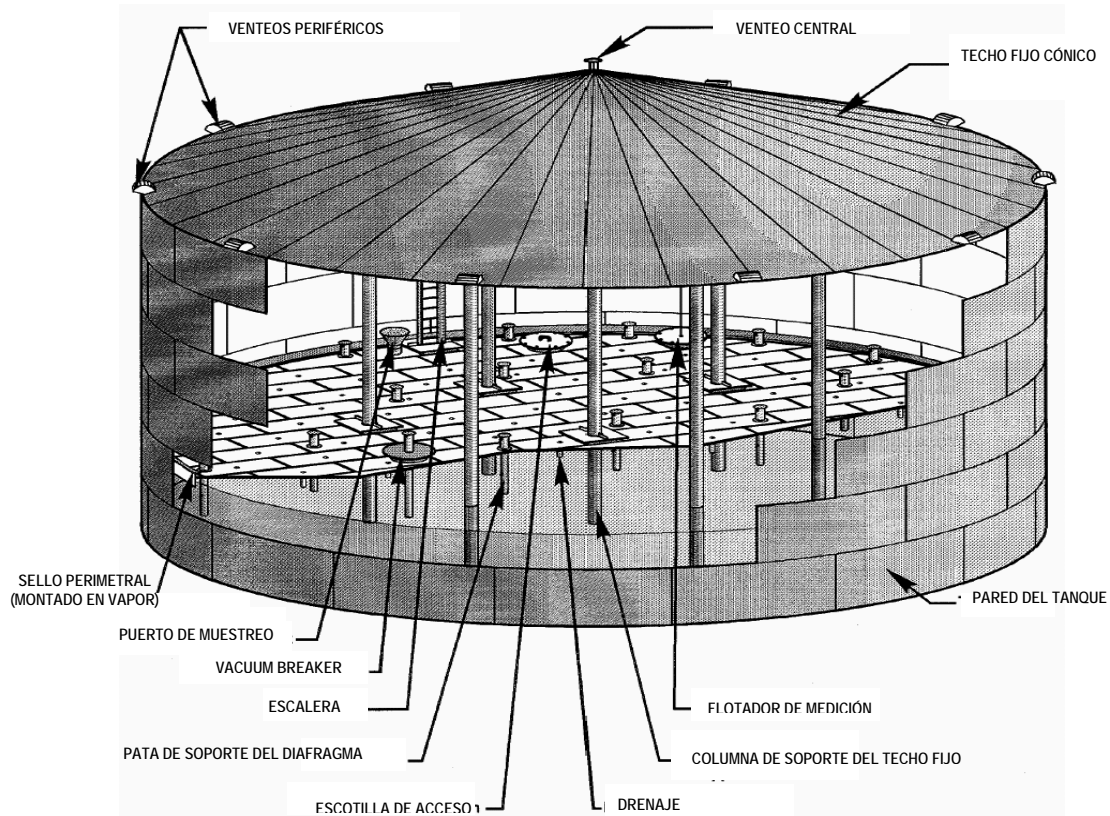


Figura 1.9 Tanque de Diafragma Flotante Interno

La instalación de venteos minimiza la posibilidad de acumulación de vapores en concentraciones que se aproximen al rango de inflamabilidad; sin embargo, un tanque con diafragma flotante interno que no está libremente venteadado, es considerado un tanque de baja presión, debido a que existe continuamente sobrepresión o vacío interno, por ligero que sea. [1] Los arrestadores de flama son una opción de protección del tanque contra fuego o explosión; cuando se utilizan, se acompañan de venteos a presión-vacío en lugar de venteos abiertos, para efectuar el relevo de la presión o vacío generado por la operación del tanque. [5]

1.3.5 Sello Perimetral de Techos Flotantes ^[1]

Sello Perimetral para Tanques de Techo Flotante

El sello perimetral es un dispositivo colocado en el espacio entre la pared del tanque y el perímetro del techo flotante. Puede ser de tipo primario, o secundario colocado sobre el primario, este sistema permite el libre movimiento del techo flotante dentro del tanque cuando cambia el nivel del líquido. Los diseños básicos de sello perimetral para tanques de techo flotante son de zapata mecánica, tubo elástico relleno de líquido o relleno de espuma elástica

Algunos sellos primarios en techos flotantes son instalados con protectores de intemperie, que alargan la vida del sello primario protegiéndolo del deterioro ocasionado por la exposición al clima, partículas del aire y los rayos del sol. La mayor diferencia en los diseños del sello perimetral es su posición respecto a la superficie del líquido. El sello relleno de líquido o de espuma elástica se clasifica como montado en líquido o en vapor, dependiendo de su posición, mientras que el sello de zapata mecánica no puede clasificarse como tal, ya que parte de la zapata tiene contacto con el líquido y existe un pequeño espacio vapor entre la zapata, el perímetro de la cubierta y la superficie del líquido. No obstante, las emisiones de vapor a través de una zapata mecánica son muy parecidas a las del sello montado en líquido.

Sello Perimetral de Zapata Mecánica.

Los sellos de tipo zapata mecánica utilizan una banda metálica formada por una serie de hojas de lámina galvanizada ASTM A 924, de calibre 16 (1.5 mm), de 3 a 5 ft (0.91 a 1.52 m) de ancho, que unidas forman un aro que se mantiene firmemente contra la pared del tanque por medio de resortes o contrapesos; este aro constituye el elemento deslizable contra la pared del tanque (Figura 1.10).

La expansión y contracción del aro ocurre cuando pasa sobre irregularidades como soldaduras o remaches, o cuando el anillo se comprime a intervalos regulares. La parte inferior del anillo se extiende por debajo de la superficie del líquido para confinar el espacio vapor anular entre la zapata y el perímetro del techo flotante.

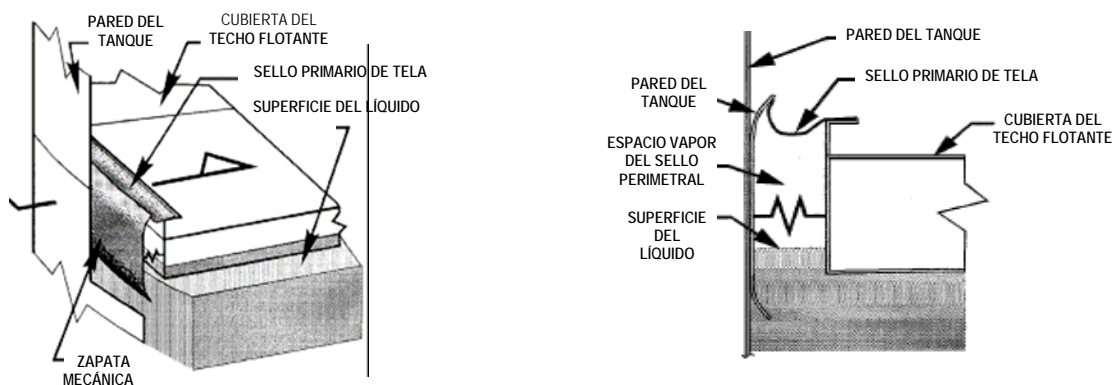


Figura 1.10 Sello Perimetral de Zapata Mecánica.

El espacio vapor anular, limitado por la zapata, el perímetro del techo flotante y la superficie del líquido, es aislado de la atmósfera uniéndose por medio de remaches, tornillos o abrazaderas, una tela revestida de material resistente al contenido del tanque, llamada tela de sello primario, que se extiende del techo flotante a la zapata mecánica hasta formar una envoltura. Esta tela se instala comúnmente en la parte superior de la zapata y del techo flotante. Para eliminar la existencia de presión o vacío en el espacio vapor anular, se pueden instalar venteos en el perímetro de la cubierta.

Sello Perimetral Relleno de Líquido

Este tipo de sello consiste de una banda de tela resistente, una envoltura rellena de un líquido, o bien un tubo de polímero flexible de 8 a 10 in (0.20 a 0.25 m) de diámetro rellena de un líquido, forrada con una tela resistente al desgaste. El líquido utilizado es comúnmente un destilado de petróleo u otro que no contamine el producto en caso de ruptura del sello. Este tipo de sello se coloca directamente sobre la superficie del líquido (montado en líquido), no permitiendo la existencia de espacio vapor en el área del sello (Figura 1.11).

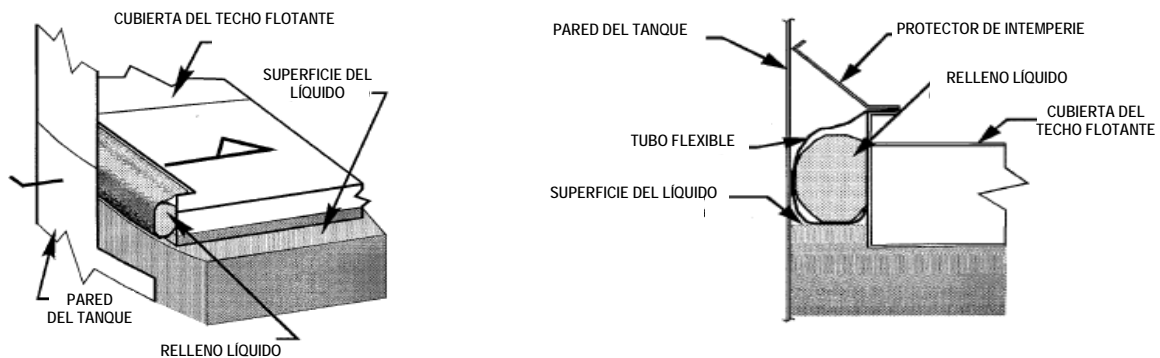


Figura 1.11 Sello Primario Montado en Líquido.

Sello Perimetral con Relleno Elástico.

Este tipo de sello es similar al relleno de líquido, con la excepción de que en lugar de líquido, se utiliza espuma de poliuretano de celda abierta, encapsulada dentro de un tubo de tela de nylon recubierta de poliuretano. La elasticidad de la espuma permite al sello adaptarse a la más mínima imperfección en las dimensiones del tanque y de la pared. Este tipo de sello se puede instalar montado en vapor o en líquido (Figura 1.12). Estos sellos se instalan en un montaje sobre el perímetro del techo flotante y se extiende alrededor de la circunferencia de la cubierta.

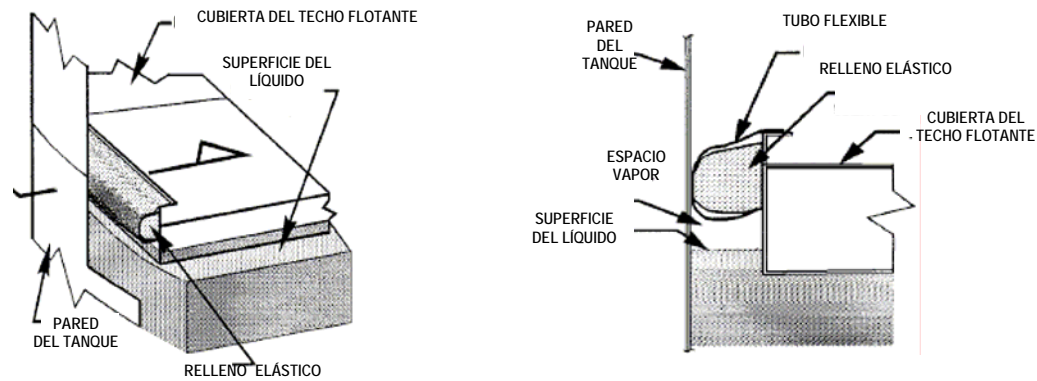


Figura 1.12 Sello Primario Montado en Vapor.

Sello Perimetral Secundario para Techo Flotante

Consiste de un sello de polímero flexible fijado al perímetro del techo flotante, extendiéndose hasta la pared del tanque, cubriendo el sello primario. Los sellos secundarios proveen una barrera contra los vapores que escapan del espacio vapor debajo del sello primario. Estos sellos también pueden utilizarse con protectores de intemperie para alargar su duración. Una variante de sello secundario consiste de láminas de acero que se prolongan desde el perímetro de la cubierta hasta la pared del tanque, donde presionan contra ésta una hoja de polímero (Figura 1.13a).

Otro tipo de sello secundario es el que se instala montado en el extremo superior de la zapata mecánica (Figura 1.13b). Este tipo de sello no proporciona protección contra la fuga de vapores a través de la tela de sello primario, ya que la presencia de agujeros, gotas, o huecos en la tela permiten el intercambio directo entre el vapor saturado bajo la tela y la atmósfera. En esta situación el viento puede entrar y fluir en este espacio vapor y salir saturado o casi saturado, generando el riesgo de producir mezclas explosivas y contaminación a la atmósfera. Por lo anterior, el primer tipo de sello es más efectivo para reducir las pérdidas por evaporación ya que cubre completamente el espacio vapor anular.

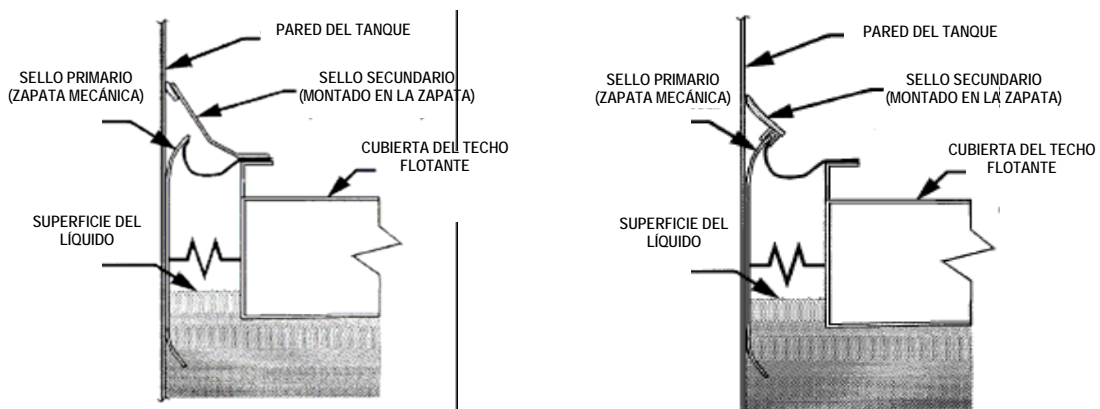


Figura 1.13a Sello Secundario Montado en la Cubierta.

Figura 1.13b Sello Secundario Montado en la Zapata Mecánica.

Protector de Intemperie

Los protectores de intemperie consisten en un arreglo de hojas metálicas delgadas sujetas en el perímetro de la cubierta flotante, que se extienden hasta la pared del tanque; los protectores pueden instalarse sobre sellos primarios o secundarios para protegerlos del deterioro y la exposición a la intemperie. Aunque no se pueden considerar como sello secundario debido la naturaleza de su construcción, ya que no es una efectiva barrera contra el vapor. Y aunque su diseño es conceptualmente similar, cada uno sirve para propósitos diferentes.

Sello Perimetral para Tanques con Diafragma Flotante Interno

Los diafragmas flotantes internos poseen uno de los dos tipos de sello perimetral formados por elementos de elastómero flexible resistente al producto almacenado: sello relleno de espuma elástica y hojas flexibles tipo limpiador. De manera similar a los utilizados en los techos flotantes, estos sellos cierran el espacio vapor anular entre la pared del tanque y el perímetro de la cubierta flotante para reducir las pérdidas por evaporación. Son diseñados para compensar las pequeñas irregularidades en la pared y permitir al diafragma flotante moverse libremente con el nivel del líquido.

Sello Primario con Relleno de Espuma Elástica

El diseño de este tipo de sello es prácticamente igual al utilizado en techos flotantes (Figura 1.11). Puede ser montado en líquido o en vapor. La forma de trabajar de este sello se debe a la expansión y contracción de la espuma elástica para mantener el contacto con la pared del tanque mientras se ajusta al espacio anular. Este tipo de sello consiste de un núcleo de espuma elástica encapsulada en una tela recubierta. La elasticidad de la espuma oprime la tela estableciendo el contacto con la pared. La instalación de sello se hace sobre el perímetro de la cubierta flotante de forma continua. Los materiales mas comunes son telas de nylon recubierto de poliuretano y espuma del mismo material.

Sello Primario de Hoja Flexible

Este tipo de sello se utiliza en tanques con diafragma flotante interno, son del tipo montado en vapor. Consiste de una hoja continua de material resistente a productos orgánicos con el extremo mas grueso fijado a un soporte en el perímetro del diafragma flotante, la cual cubre el espacio anular y hace contacto con la pared del tanque (Figura 1.14). En este montaje, debido a su flexibilidad, la hoja presiona la pared estableciendo el sello a los vapores. Existen dos tipos de sello de hoja flexible, uno hecho de elastómero sólido y otro de tela de nylon recubierto de poliuretano rellena de espuma de poliuretano; la espuma proporciona flexibilidad y soporte, mientras que la tela aporta la barrera al vapor.

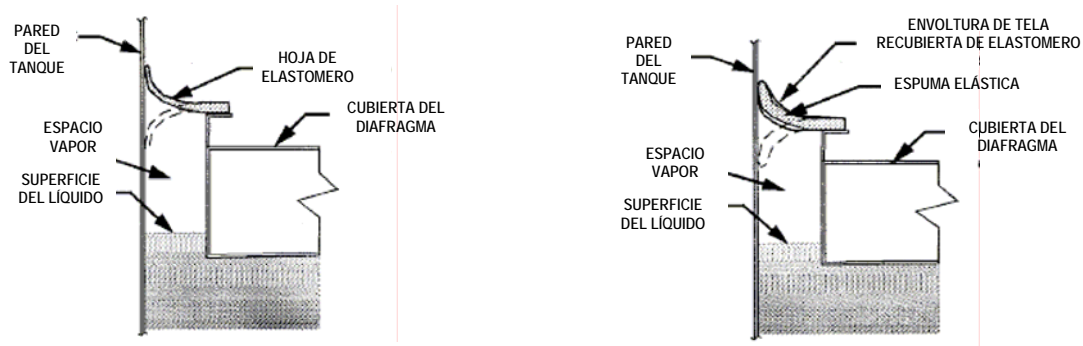


Figura 1.14 Sello Primario de Hoja Flexible.

Sellos Secundarios para Diafragma Flotante Interno

El sello secundario provee un control adicional de las pérdidas por evaporación. Se instala en una extensión del perímetro de la cubierta. Pueden ser del tipo hoja flexible de elastómero sólido o de hoja de tela rellena de espuma flexible como las utilizadas en el sello primario (Figura 1.15). Cuando se utiliza en diafragmas flotantes internos, la capacidad de operación del tanque se ve afectada debido a la extensión del perímetro del diafragma flotante, reduciendo la altura de operación por la necesidad de evitar el contacto del diafragma flotante con las vigas de soporte del techo fijo cuando el tanque se llena. Por ello, el uso de sellos secundarios no es generalizado en tanques con diafragma interno.

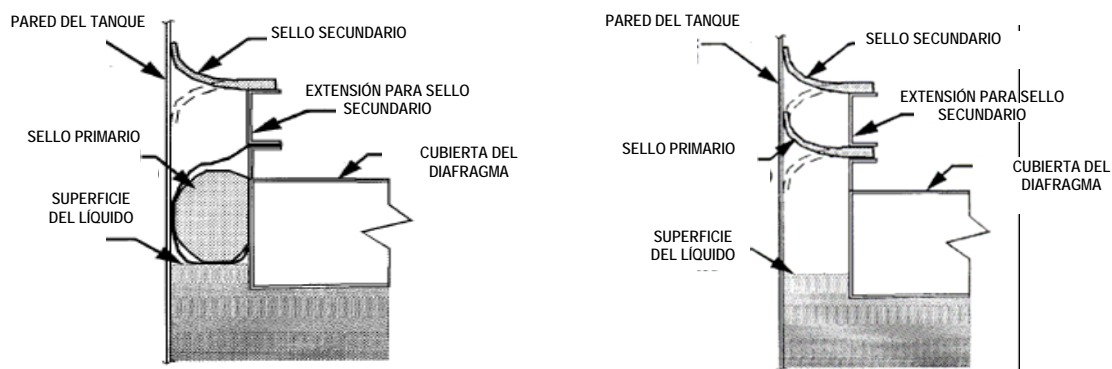


Figura 1.15 Sello Secundario de Hoja Flexible.

1.3.6 Accesorios de Cubierta de Techos Flotantes [1]

Accesorios para Techos Flotantes

Para proporcionar soporte estructural y permitir funciones operacionales, se instalan accesorios en la cubierta flotante. Los diafragmas flotantes internos presentan una configuración diferente, pues en lugar de tener drenajes para lluvia mas altos, su proyección es menor para evitar que el diafragma choque con el techo fijo o su estructura cuando el tanque se llena.

Cuando los accesorios requieren de aberturas en la cubierta, representan fuentes de pérdidas por evaporación, aunque existen accesorios que no penetran la cubierta. Los accesorios más comunes de los techos flotantes son:

Escotilla de Acceso Permite el paso de trabajadores y materiales a través de la cubierta; cuenta con una pared vertical en el perímetro de la escotilla, sobre la cual se encuentra una tapa removible remachada con sello para reducir las pérdidas por evaporación; en los techos flotantes internos del tipo no contacto, la pared perimetral de la escotilla se prolonga a través de la superficie del líquido para sellar el espacio vapor debajo de la cubierta (Figura 1.16).

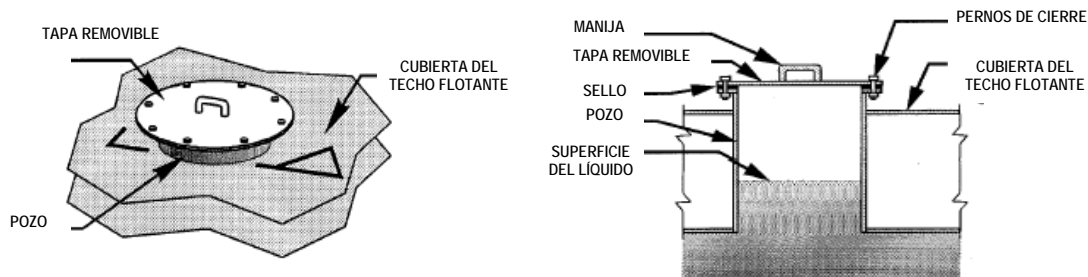


Figura 1.16 Escotilla de Acceso.

Flotador de Medición Se utiliza para indicar el nivel de líquido en el tanque, el flotador permanece sobre la superficie del líquido dentro de un pozo cerrado con una tapa atornillada o con sello para reducir las pérdidas por evaporación. El flotador se conecta a un indicador en el exterior del tanque por medio de una guía (Figura 1.17). Este accesorio cuenta también con extensiones de la pared del pozo dentro del líquido para cubiertas de tipo no contacto.

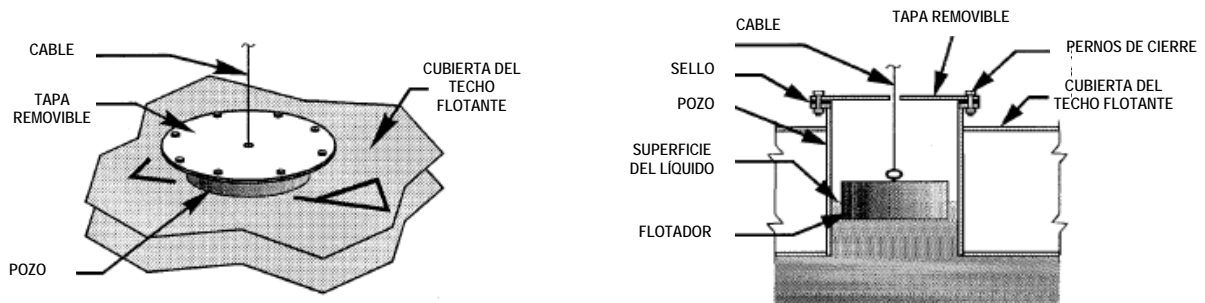


Figura 1.17 Flotador de Medición.

Puerto de Muestreo También llamado escotilla de medición, consiste de una camisa tubular equipada con una cubierta de auto cierre que permite realizar mediciones manuales o tomar muestras de líquido, se localiza normalmente cerca de la plataforma de medición; se puede colocar un cable a la tapa de auto cierre para que sea posible abrirla desde la plataforma (Figura 1.18).

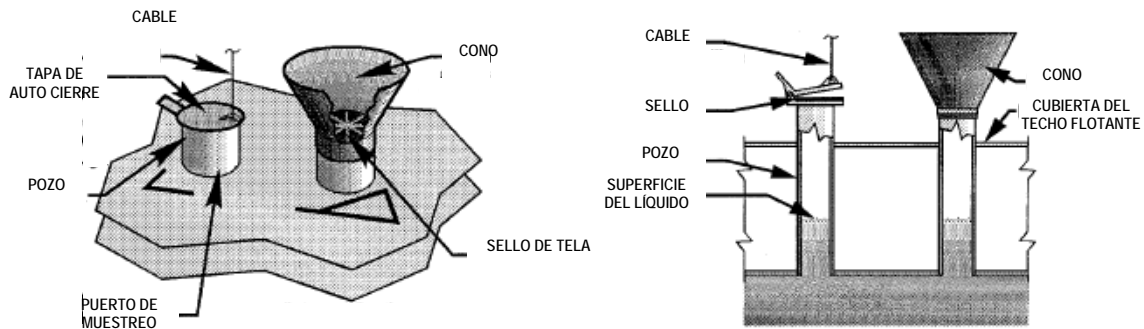


Figura 1.18 Puerto de Muestreo.

Venteo Perimetral

Se utilizan en diseños de techo flotante cuyo sello perimetral es del tipo no contacto y de zapata mecánica, que permiten la existencia de un espacio vapor anular en el perímetro de la cubierta. Este venteo se conecta con un tubo al espacio vapor anular para aliviar cualquier exceso de presión o vacío en el espacio vapor limitado por el sello primario, el perímetro de la cubierta y la superficie del líquido (Figura 1.19). Usualmente consisten de una tapa con contrapeso sobre una superficie con empaque para prevenir las pérdidas por evaporación por el venteo.

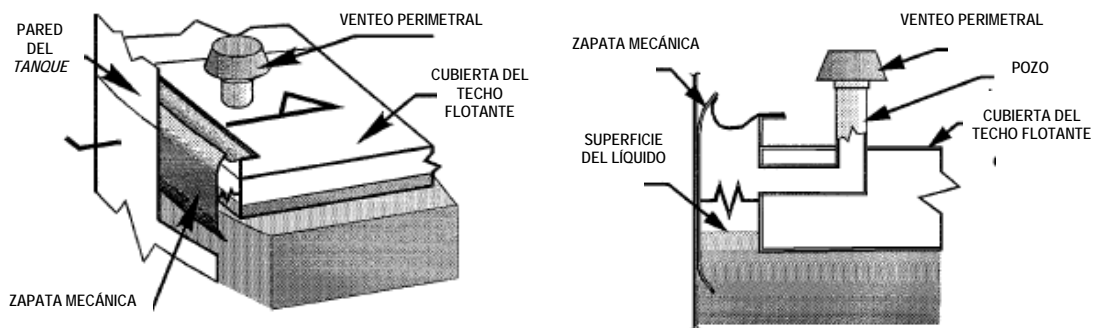


Figura 1.19 Venteo Perimetral.

Drenajes

De Cubierta.-Actualmente se utilizan dos tipos de drenaje de cubierta (abierto y cerrado) para remover el agua de lluvia de la cubierta. A su vez, los drenajes abiertos pueden estar al ras de la cubierta, o bien contar con una extensión sobre la misma para limitar la cantidad máxima de agua que puede acumular el techo flotante. Ambos consisten de tubos que se extienden debajo de la cubierta para permitir que el agua se drene a través del líquido almacenado, por lo cual permiten que ocurran pérdidas por evaporación (Figura 1.20).

Los drenajes cerrados llevan el agua de lluvia de la superficie de la cubierta dentro de un conducto (manguera flexible o tubería articulada) a través del líquido almacenado hacia el exterior del tanque, sin representar fuentes de emisión de vapores. Normalmente se utilizan drenajes cerrados en conjunto con drenajes abiertos con extensión para eliminar el agua de lluvia de la cubierta flotante.

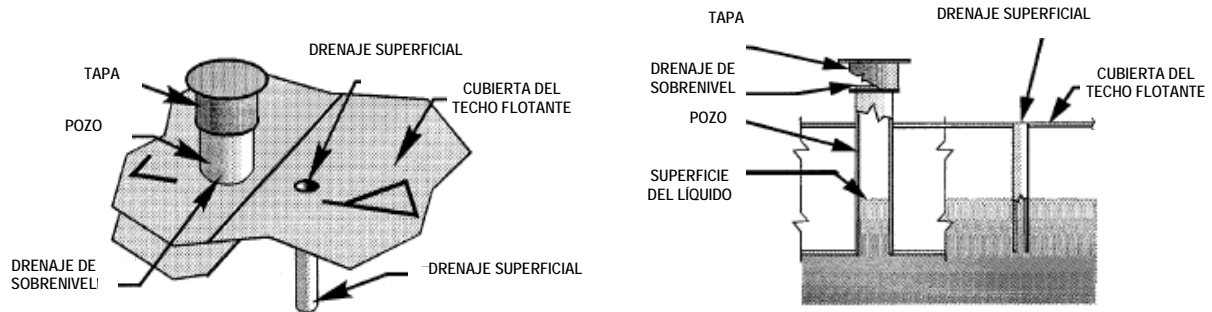


Figura 1.20 Drenajes de Cubierta.

Pata de Soporte

Se utilizan para prevenir el daño a los accesorios que se encuentran debajo de la cubierta y para permitir el mantenimiento o limpieza del tanque, manteniendo al techo flotante a una distancia definida con respecto al fondo del tanque. Estos soportes son patas tubulares insertadas en la cubierta o pueden ser tirantes suspendidos del techo fijo; para patas ajustables o tirantes, el elemento de carga pasa a través de la cubierta por un pozo o camisa (Figura 1.21). En cubiertas tipo no contacto, la camisa se extiende dentro del líquido, en estos accesorios las pérdidas por evaporación se dan en el espacio anular entre la pata y la camisa

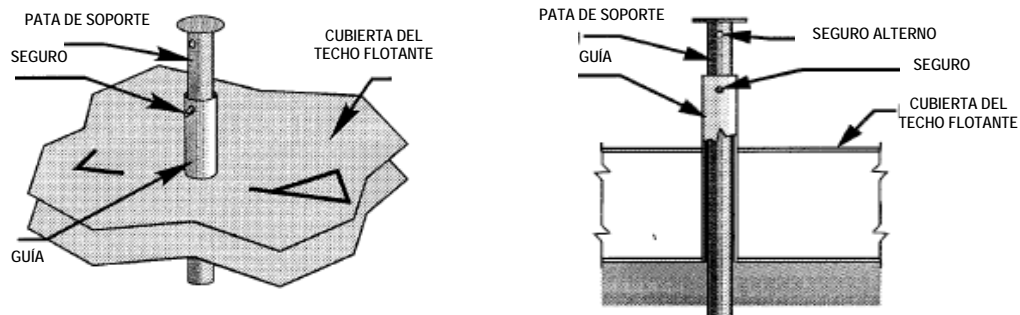


Figura 1.21 Pata de Soporte.

Poste Guía Sólido

Es un dispositivo antirrotación fijo al techo y fondo del tanque que pasa a través de la cubierta, se utiliza para prevenir movimientos horizontales del techo flotante y, por consiguiente, el daño a los accesorios de la cubierta y al sistema de sello perimetral; en algunos casos, se utiliza para propósitos de medición, aunque presenta diferencias en la presión, nivel y composición del líquido dentro y fuera del poste guía (Figura 1.22).

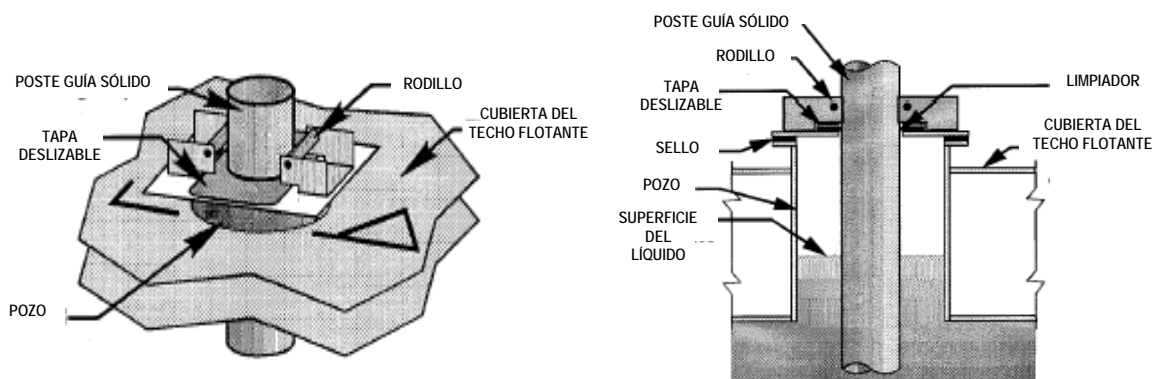


Figura 1.22 Poste Guia Sólido.

Existe una variante que cuenta con ranuras en el cuerpo del poste, para permitir la entrada de líquido al poste favoreciendo con el mezclado la misma composición y nivel de líquido en todo el tanque, con ello se pueden obtener muestras más representativas, además, las pérdidas por evaporación pueden reducirse colocando un flotador dentro del poste (Figura 1.23). Puede contar también con tapas deslizables y empaque para reducir las pérdidas por evaporación.

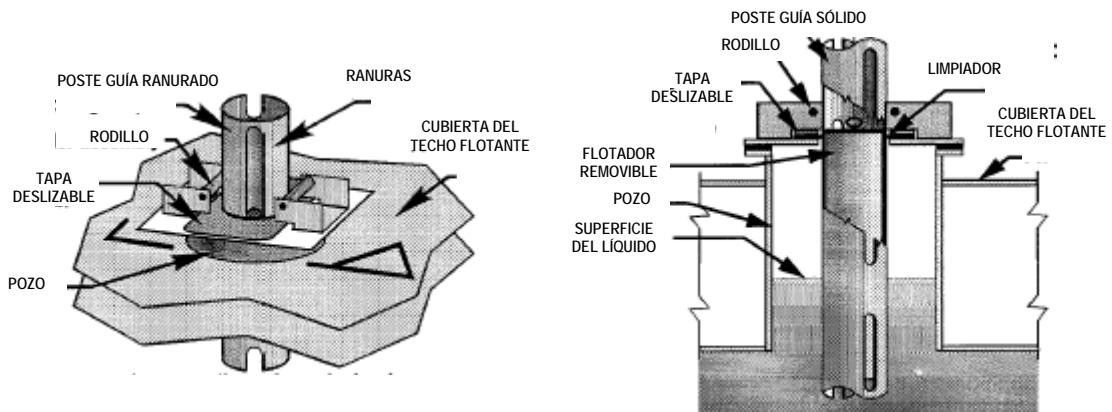


Figura 1.23 Poste Guia Ranurado.

Rompe vacío

Este dispositivo equilibra la presión del espacio vapor a través de la cubierta del techo flotante mientras el nivel de líquido baja o sube; consiste de un pozo con una cubierta, debajo de la cual tiene una pata guiada lo suficientemente larga para tocar el fondo mientras el techo flotante baja; cuando hace contacto con el fondo, esta pata levanta mecánicamente la tapa aliviando el vacío generado por la succión de líquido hacia fuera del tanque (Figura 1.24). La tapa puede contar con un sello, y debido a que el propósito de este dispositivo es el de permitir el libre intercambio de aire y/o vapor, el pozo no se extiende apreciablemente debajo de la cubierta.

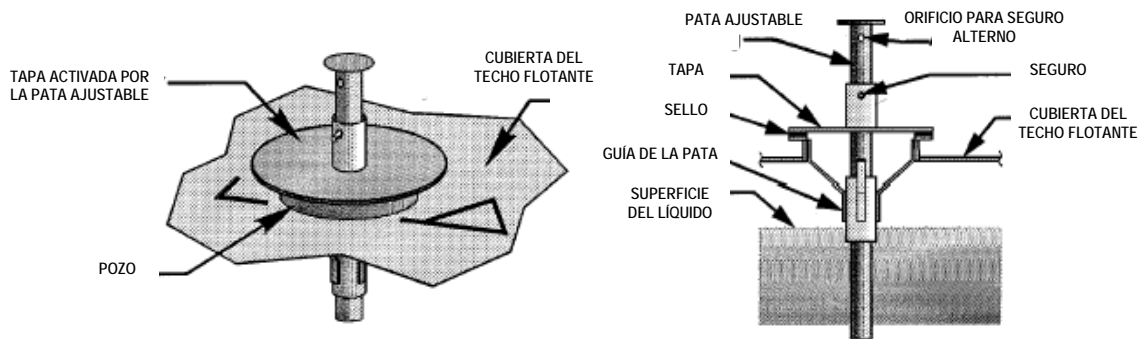


Figura 1.24 Rompe Vacío.

Accesorios para Diafragmas Flotantes Internos

Para diafragmas flotantes internos, las escotillas de acceso, patas de soporte, rompe-vacío y flotadores de medición son similares a los utilizados en techos flotantes, sin embargo existen accesorios utilizados únicamente en tanques con diafragma flotante interno, algunos de los más importantes son:

Columna de Soporte La mayoría de los techos fijos se soportan por columnas verticales que penetran la cubierta flotante, aunque algunos son autosoportados. Las columnas se fabrican con tubos o perfiles estructurales, el número varía con el diámetro del tanque desde una, hasta cincuenta para tanques muy grandes.

Las columnas pasan a través de la cubierta flotante, en diafragmas de tipo no contacto, el pozo se prolonga hasta el líquido; generalmente existe un dispositivo de cierre entre el pozo y la columna, de tapa deslizante sobre el pozo o de camisa de tela, que se adapta a los movimientos de la cubierta cuando cambia el nivel del líquido (Figura 1.25). La tapa deslizante cubre el espacio entre la cubierta y la columna, deslizándose verticalmente cuando la cubierta sube y baja, y horizontalmente sobre el perímetro de la pared del pozo. Los sellos de camisa de tela se ajustan a los movimientos del techo flotante respecto a la columna.

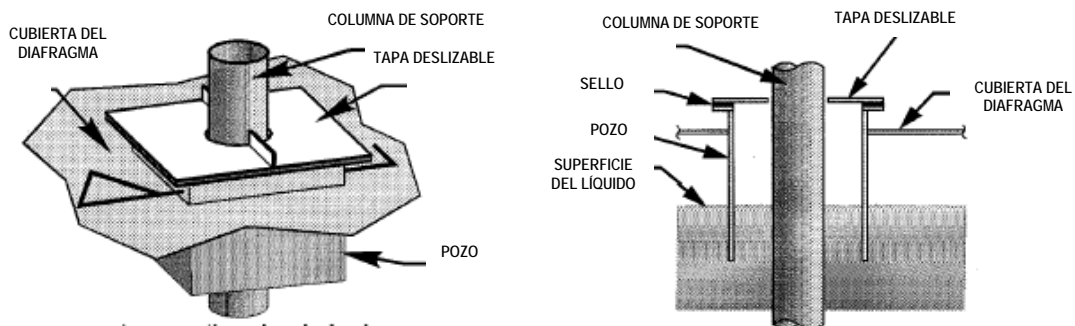


Figura 1.25 Columna de Soporte

Escalera.- Algunos tanques son equipados con escaleras internas de acceso para mantenimiento que van desde la entrada de hombre hasta el fondo del tanque, la abertura en la cubierta a través de la cual pasa la escalera es de construcción similar a la de las columnas de soporte del techo fijo (Figura 1.26).

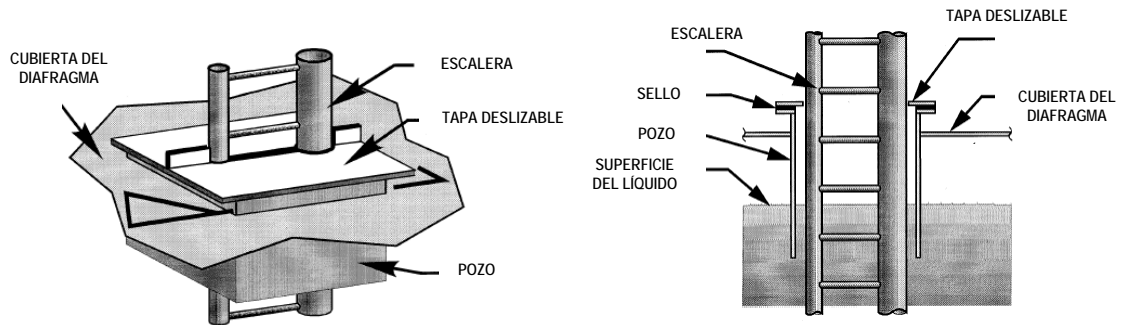


Figura 1.26 Escalera

CAPITULO 2

CONSIDERACIONES DE PROCESO

2.1 Consideraciones para el Diseño de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

La adquisición de un tanque de almacenamiento representa una fuerte inversión, por ello, el objetivo principal al diseñarlos es almacenar la mayor cantidad de producto de la forma más económica posible. A veces un solo tanque es suficiente y sus dimensiones las determina la cantidad de líquido; pero cuando el tamaño de un solo tanque resulta físicamente irreal, son necesarios varios tanques. Para ello hay que tomar en cuenta que tanques más grandes ofrecen menor costo por unidad de volumen almacenado, pero menor flexibilidad a la planta que varios tanques más pequeños.

La decisión final del número de tanques debe basarse en estimaciones y análisis económicos de las opciones que se pueden plantear para la misma necesidad de almacenamiento. Para materias primas o productos terminados, la cantidad de líquido a almacenar depende principalmente de la minimización del capital de trabajo y la continuidad de la operación.

En cuanto al capital de trabajo, puede influir la política de la empresa, la de sus proveedores y clientes. Actualmente, para un país como México, entre 15 y 20 días de inventario, tanto de materia prima como de producto, es un valor comúnmente manejado. En lo que respecta a la continuidad de la operación, deben considerarse factores como la cercanía del suministro de materias primas, la confiabilidad del proveedor, los días de tránsito de los transportes y condiciones climatológicas que pueden afectar los tiempos de entrega, la política de inventarios de los clientes principales, la buena programación de los embarques y pedidos de la compañía, así como su manejo a nivel del enlace producción-ventas, sin olvidar la capacidad de almacenamiento de los clientes principales y su cercanía con la planta.

Aunque lo anteriormente mencionado es difícil de medir en números absolutos, es de capital importancia al fijar el volumen de almacenamiento, ya que la falta de materia prima puede obligar a parar la producción, o bien, la falta de capacidad de almacenamiento puede crearnos una imagen de proveedor poco confiable. ^[6]

Para efectuar el diseño de un tanque de este tipo, la información mínima que debe conocerse (condiciones de operación y de diseño) es: Localización e identificación del tanque, capacidad máxima y de operación, velocidad de llenado y vaciado, temperatura máxima de operación, propiedades fisicoquímicas del producto almacenado (especialmente peso específico y presión de vapor), corrosión permisible, presión de diseño, tipo de techo, clasificación sísmica y condiciones climatológicas del sitio del tanque (especialmente velocidad del viento y precipitación pluvial o de nieve), dimensiones máximas y tipo de cimentación a utilizar.

Aunque no se puede establecer una regla general para la relación diámetro–altura ya que ésta es función de los requerimientos de proceso, disponibilidad de terreno y limitaciones de altura, existen criterios económicos, que indican pautas para la determinación confiable de las dimensiones de los tanques de almacenamiento (ver Capítulo 4). Una vez que se determina la capacidad de almacenamiento necesaria, el número de tanques y la relación óptima D/H, es necesario determinar las dimensiones particulares de cada tanque de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento representa únicamente el volumen de operación del tanque, por lo que es necesario determinar la altura total, y consecuentemente el volumen total, considerando diferentes factores que conducen a un diseño consistente del tanque de almacenamiento.

El volumen total del tanque es la suma del volumen mínimo, el volumen de operación y el volumen de sobrellenado. El volumen mínimo se ubica por debajo del nivel mínimo (LLL), normalmente a 10 in sobre la boquilla de descarga. El volumen de operación se localiza entre el nivel mínimo (LLL) y el nivel máximo (HLL). La capacidad de protección por sobrellenado es el volumen entre el nivel máximo de líquido (HLL) y el nivel de diseño; el nivel de diseño se fija un poco mas alto que el nivel máximo de operación para proporcionar un margen de seguridad contra posibles perturbaciones en el flujo de alimentación (Figura 2.1).

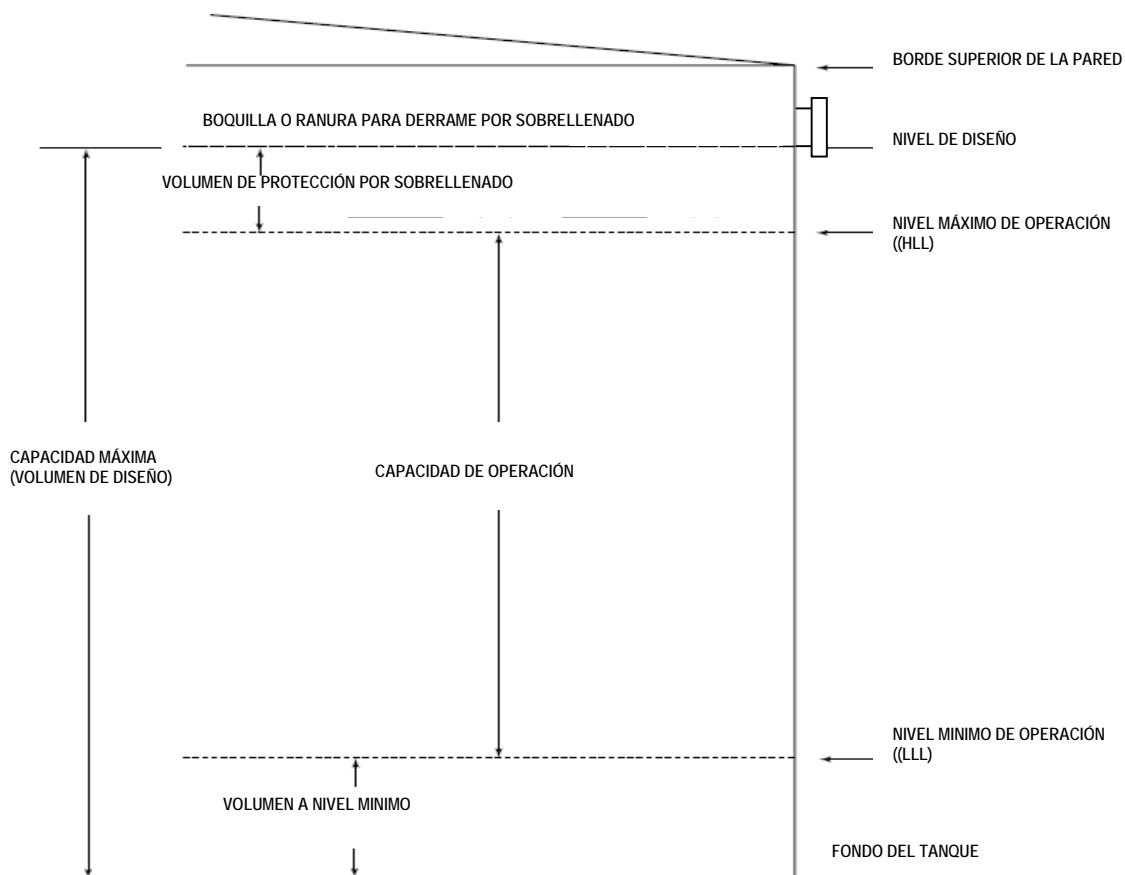


Figura 2.1. Niveles de Tanques de Almacenamiento Atmosférico [7]

Otras consideraciones que limitan la altura del tanque, son la compresión máxima que puede soportar el terreno, ya que cuando la resistencia del suelo se incrementa y el espacio disponible se reduce, los tanques se diseñan con alturas mayores que sus diámetros; adicionalmente, las dimensiones de placa de acero con que se construyen los tanques son de dimensiones estándar de 6 ft (1800 m) y 8 ft (2440 m), ver dimensiones típicas en las tablas A1 a, b y c del Anexo.

Bajo condiciones normales de operación (llenado, vaciado y almacenamiento), los vapores del líquido ocupan la sección de sobrellenado, cuando el tanque no cuenta con techo flotante. El diseño del volumen total del tanque debe tomar en cuenta tanto las operaciones normales como algunas alteraciones de estas condiciones.

Otras consideraciones de diseño de proceso incluyen la temperatura y presión de operación del tanque, la determinación de la necesidad de calentadores y perturbaciones típicas que ocurren en tanques de almacenamiento atmosférico, como sobrepresión, sobrellenado, presencia de agua, falla del techo flotante, rayos, relámpagos, acumulación de carga estática, falla del serpentín de calentamiento (si lo hay), e incendios. ^[9]

Algunos criterios adicionales de diseño de proceso de tanques de almacenamiento atmosférico son:^[10]

- Los líquidos con presión de vapor Reid (RVP) entre 6.0 y 14 psia (41 a 97 kPa _A) como crudo y gasolinas, o cuyos vapores puedan formar mezclas explosivas en el espacio vapor a la temperatura de almacenamiento (Clase I y II), deben ser almacenados en tanques de techo flotante interno o externo.
- Los tanques de almacenamiento de crudo deben tener agitadores para evitar sedimentaciones.
- La velocidad máxima de flujo de alimentación a tanques atmosféricos debe ser de 0.91 m/s (3 ft/s), para lo cual deben colocarse distribuidores de flujo, que consisten de una tubería conectada a la de alimentación, que se prolonga al interior del tanque una longitud que depende del diámetro. Para obtener esta velocidad de flujo, será necesario realizar orificios o ventanas en el cuerpo del difusor de manera que el área de todas ellas, permita obtener la velocidad mencionada.

En la tabla A2 del Anexo, se muestra un resumen de requerimientos para tanques de techo fijo y flotante para servicio de almacenamiento de diferentes líquidos.^[10]

La representación de un tanque de almacenamiento en un diagrama de flujo de proceso (DFP) o de tubería e instrumentación (DTI), se pueden realizar con ayuda de los símbolos presentados en la Figura 2.2. ^[11]

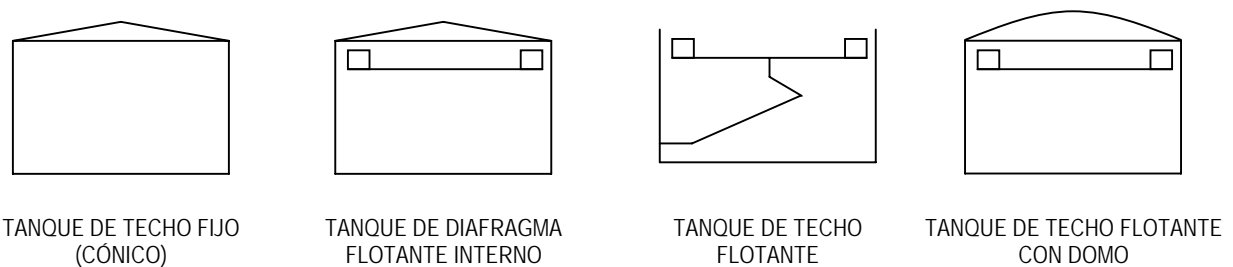


Figura 2.2. Simbología de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

2.1.1 Medición de Nivel

El conocimiento del nivel de líquido es una medida directa del volumen que contiene el tanque, por lo cual es una de las variables más importantes para determinar el comportamiento en operación de estos equipos. Los dispositivos de medición de nivel utilizados en los tanques de almacenamiento se basan en fenómenos físicos como la presión diferencial, ondas ultrasónicas, capacitancia, velocidad de desplazamiento o conductividad.

Los dispositivos de medición de nivel normalmente se instalan en el techo del tanque y emiten una señal que se refleja en la superficie del líquido, el tiempo que tarda en regresar la señal reflejada es utilizado para medir la altura del líquido. De este modo, el nivel se controla por medio del cierre o apertura de las válvulas adecuadas. Cuando no es necesario un control de nivel preciso, puede mantenerse entre el nivel máximo y mínimo de líquido (HLL y LLL). Cuando existe un sobrellenado o cuando el nivel del líquido es inferior al LLL, se cierra automáticamente la válvula de la tubería de succión o de llenado para evitar el derrame del líquido o la cavitación de las bombas de succión del tanque. ^[9]

Independientemente del tipo de medidor de nivel seleccionado, éste debe indicar la medida localmente y transmitirla a los cuartos de control para monitoreo, indicación y registro; su construcción debe ser a prueba de explosión y su mantenimiento e instalación no debe afectar la operación del tanque, deben ser aptos para cualquier tipo de tanque atmosférico, con una exactitud mínima de 2 mm (0.8 in), los materiales deben ser resistentes a temperaturas ambiente de hasta 50°C (122 °F) y de producto hasta de 150 °C (302 °F), así como al tipo de producto y medio ambiente, asimismo el transmisor debe tener en el cuarto de control alarma por alto nivel visual y audible. ^[10]

2.1.2 Medición de Temperatura

Para la medición de la temperatura, se instala un termocople debajo del LLL, aunque a menudo se requieren múltiples puntos de medición para asegurar lecturas representativas de temperatura cuando el tanque es muy grande, cuando existen diferentes alimentaciones a diferentes temperaturas, o existe un serpentín interno de calentamiento que mantiene la temperatura requerida ajustando el flujo del medio de calentamiento. Al igual que la medición de nivel, la transmisión de la medición de temperatura debe dirigirse al cuarto de control con alarma por alta temperatura (Figura 2.3). ^[9]

2.1.3 Aislamiento y Calentamiento de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Para evitar que sea difícil de bombear, es frecuente la necesidad mantener a cierta temperatura el fluido almacenado. El calentamiento se realiza por medio de serpentines apoyados sobre el fondo. El fluido de calentamiento es generalmente vapor de agua y muy raramente aceite o agua caliente. En cualquier caso el calentador se diseña para compensar las pérdidas de calor a través de las paredes del tanque, además del calor necesario para elevar la temperatura de entrada a la deseada en el tiempo requerido.

Como las pérdidas de calor por las paredes son grandes, el consumo de energía puede ser elevado, por lo que como medida de ahorro se instala aislamiento térmico al tanque cuyo espesor está sometido a criterios económicos.^[9] El estudio económico ayuda a decidir si se instala aislamiento, en cuyo caso, se deben considerar datos como el costo del vapor, costo de instalación de los serpentines, costo de instalación del aislamiento, protección del personal, o bien para prevenir la condensación exterior.

En general, si se debe mantener un fluido a una temperatura de 40 °C (104 °F) o mayor, es conveniente instalar aislamiento, y aunque su espesor depende de muchas variables (temperatura ambiente y de operación, velocidad del viento, etc.), no suele ser inferior a 0.25 m (1 in). Los aislantes más comunes para tanques que lo requieren son: fibra de vidrio, lana mineral, poli estireno expandido, espuma de poliuretano, espuma de caucho sintético, silicato de calcio y perlita expandida, cuyo costo y propiedades dependen de cada aplicación en particular. ^[4] En los casos que se requiera aislamiento, es necesario considerar los requerimientos de la NFPA 30 que debe cumplir para reducir algunos costos, en agua contraincendio, capacidad de venteo, entre otros^[5]:

- Permanecer en su lugar, aún en condiciones de fuego.
- Resistir la deformación que pudiera provocar el impacto de chorros de agua durante la exposición al fuego.
- Mantener una conductividad térmica máxima de 4 Btu/ ft²hr°F (22.7 J/m²s°C) cuando la chaqueta exterior del aislante esta a 1660 °F (904 °C) y cuando la temperatura media del aislante es 1000 °F (538 °C).

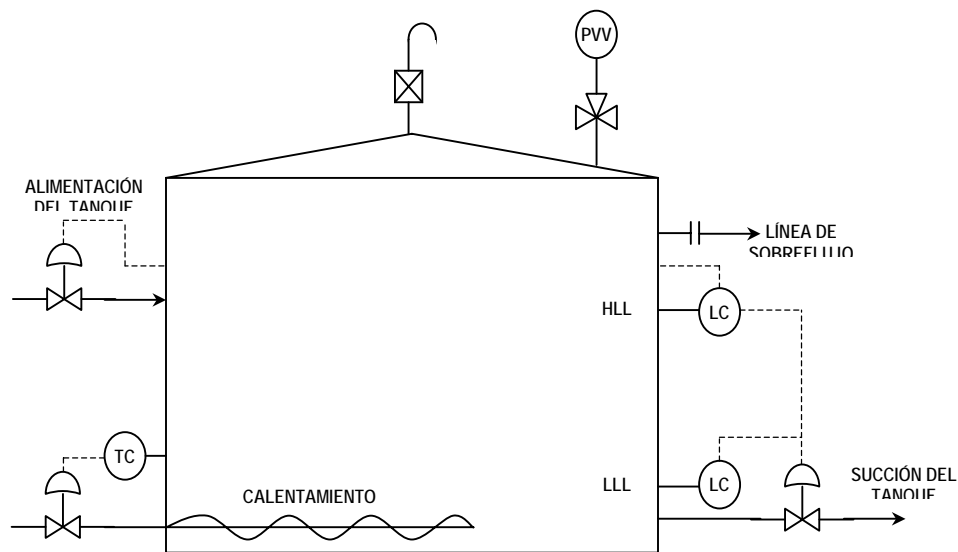


Figura 2.3. Instrumentación Básica de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

En las Tablas A3 y A4 del anexo, muestran las características de las boquillas que requieren instalarse en tanques de techo fijo y techo flotante. ^[10]

2.1.4 Materiales Utilizados en Tanques de Almacenamiento.

El material utilizado en la construcción de tanques de almacenamiento debe ser de materiales no combustibles aprobados, compatible con el líquido que se va a almacenar, uno de los mas utilizados es el acero al carbón, fabricado en horno de hogar abierto, horno eléctrico o bien con proceso básico de oxígeno, en forma de placas con espesor máximo de 1 ¼ in (45 mm).^[3] Existen diferentes calidades de acero al carbón para construir tanques de almacenamiento atmosférico, de los cuales, los mas utilizados son el ASTM A-36, ASTM A-283 y ASTM A-285 (Tabla 2.1).

- ASTM A-36.- Acero estructural para espesores de placa de hasta 1 ½ in (38 mm). Este material es aceptable y usado en los perfiles comerciales o ensamblados de los elementos estructurales del tanque.
- ASTM A-283.- Placa de acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. El grado C se utiliza en espesores de placa hasta 1 in (25 mm). Este acero es el más utilizado para perfiles estructurales, placas para la pared, techo, fondo y accesorios del tanque, para servicio cuya temperatura no exceda 650 °F (343 °C).
- ASTM A-285.- Placas de acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. El grado C se utiliza para espesores de placa iguales o menores a 1 in (25 mm). Este acero se puede utilizar para la construcción del tanque, mas no para perfiles estructurales, ya que su costo es relativamente mayor al de los anteriores.

Composición	ASTM A-36	ASTM A-283 Grado C	ASTM A-285 Grado C
Carbono (max.) %	0.26	0.24	0.28
Manganeso %	0.85	0.90	0.98.
Fósforo (max.) %	0.04	0.035	0.035
Azufre (max.) %	0.05	0.04	0.035
Silicio %	0.40 max.	0.40 max	-
Cobre (máx.) %	0.20	0.20	0.25

Tabla 2.1. Especificaciones de los Aceros utilizados en la Construcción de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Para servicio corrosivo, se añade un valor de corrosión permisible al espesor de la estructura; si esto no es económicamente viable, o si la contaminación del producto debida a la corrosión no es admisible, el material del tanque debe ser sustituido por acero inoxidable, aceros aleados o recubierto internamente con un material resistente a la corrosión, como pueden ser hule, plástico, piezas cerámicas, o sistemas de recubrimientos especiales a base de pinturas para servicio corrosivo.

Aunque los tanques de acero inoxidable no se discuten en esta tesis, cabe mencionar que el Apéndice S del API 650, permite utilizar las especificaciones de acero inoxidable austenítico 304/L, 316/L y 317/L para construir tanques atmosféricos. Los tanques construidos con este material no requieren tolerancias por corrosión y se utilizan para servicio no refrigerado, corrosivo u otro incompatible con el acero al carbón, a temperaturas de operación que no exceden los 500 °F (260 °C), y para los que operan a temperatura ambiente la temperatura de diseño es 100 °F (40 °C).

2.1.5 Soldadura

El código API 650 hace referencia a los requerimientos de la sección IX del código ASME, respecto a la soldadura en tanques, establece que toda junta soldada debe realizarse mediante un procedimiento de acuerdo a la clasificación de la junta, y que los soldadores deben estar certificados. Para soldar materiales con esfuerzo mínimo a la tensión menor de 80 ksi (550 MPa), los electrodos de arco manual deben ser de la serie E60 o E70, de los cuales el más empleado es el E-6010 para uniones en general y el E-7018 para la soldadura de acabado. Para materiales con esfuerzo mínimo a la tensión de 80 a 85 ksi (550 a 585 MPa) el electrodo a utilizar será de la serie E80. ^[6, 7]

El método de arco eléctrico manual es el más utilizado para soldar acero al carbón, consiste en sumergir el arco bajo una capa de mineral granulado, donde se genera calor para el electrodo y deposita el metal de soldadura, así, se pueden depositar varias pulgadas de soldadura por paso, lo que reduce el tiempo de soldado. Se utiliza en uniones a tope recta o circunferencial para placas de cualquier espesor, en esquinas, bridas y conexiones. El proceso semiautomático se usa en la fabricación de equipos pequeños o delgados y para la unión de boquillas, bridas, tubos y otras partes donde el soldado automático es difícil o poco eficiente. Para unir los diversos elementos de acero del tanque, existen diferentes tipos de soldaduras, entre las que destacan ^[7]:

- Soldadura a tope.- Es clocada en un surco entre los extremos de las piezas; los surcos, según su forma se denominan: Cuadrado, V (sencillo o doble), U (sencillo o doble), o biselado sencillo o doble.
- Soldadura de filete.- De sección triangular, para unir dos superficies en ángulos rectos, como uniones a traslape, en T, o uniones en esquina.
- Filete Lleno.- Es un filete cuyo tamaño es igual al espesor del componente más delgado a unir.
- Punteado.- Es una soldadura que sirve para mantener apropiadamente alineadas unidas las partes hasta que realiza la soldadura final; se considera que su resistencia no contribuye a la de la estructura terminada.

Para placas de 3/16 in (5 mm), la soldadura de filete debe ser del tipo lleno, mientras que en placas de espesor mayor a 3/16 in (5 mm), el espesor mínimo de la soldadura no debe ser menor que 3/16 in (5 mm), o que un tercio del espesor de la placa más delgada en la junta (lo que resulte mayor). La eficiencia de diseño de soldaduras a considerar es de 0.85 para la mayoría de las uniones soldadas en tanques de almacenamiento.

- Junta a tope doble.- Es la unión sobre un mismo plano, de los extremos de dos partes, soldada por los dos lados
- Junta a tope sencilla c/ refuerzo.- Junta a tope soldada por un lado, reforzada con un material adecuado por el otro.
- Junta a traslape doble.- Unión de dos elementos traslapados, con soldadura de filete sencillo en ambas esquinas.
- Junta a traslape sencilla.- Unión de dos elementos traslapados, cuya soldadura en una de las esquinas traslapadas es de tipo filete sencillo. Permisible solo en uniones del techo y fondo.

La longitud de traslape (con soldadura de punteado), debe ser por lo menos cinco veces el espesor nominal de la placa más delgada a unir, pero para juntas a traslape doble, el traslape no necesita exceder 2 in (50 mm), y para traslape sencillo, basta una distancia de 1 in (25 mm). Una vez realizada la soldadura, éstas deben someterse a pruebas y ensayos como: ultrasonido, radiografiado, líquidos penetrantes, dureza, partículas magnéticas, etc., donde la calidad de la soldadura es responsabilidad del contratista, la cual deberá ser probada con alguno de los métodos aprobados por el API 650, los cuales son: Radiografiado, Partículas Magnéticas, Ultrasonido, Líquidos Penetrantes, Inspección Visual y Prueba al Vacío, detallados en la Sección 6 y los Apéndices T y U de este código.

2.1.6 Diseño del Fondo

Los fondos de tanques de almacenamiento cilíndricos verticales se fabrican con placas de acero de espesor menor al de la pared, debido a que el fondo se encuentra sometido esencialmente a esfuerzos de compresión y está soportado por una base de concreto. La función principal del fondo es evitar que el contenido se filtre por la base. Su diseño requiere que sea plano con una pendiente mínima de 1:120, donde la resistencia permisible del suelo sea por lo menos de 211 kg/cm² (3,000 psi). Las placas del fondo deben tener un espesor mínimo de 1/4" (6.35 mm) y cuando el tanque requiere placas anulares, el ancho mínimo de éstas deberá ser de 2 ft (610 mm) (Figura 2.4).

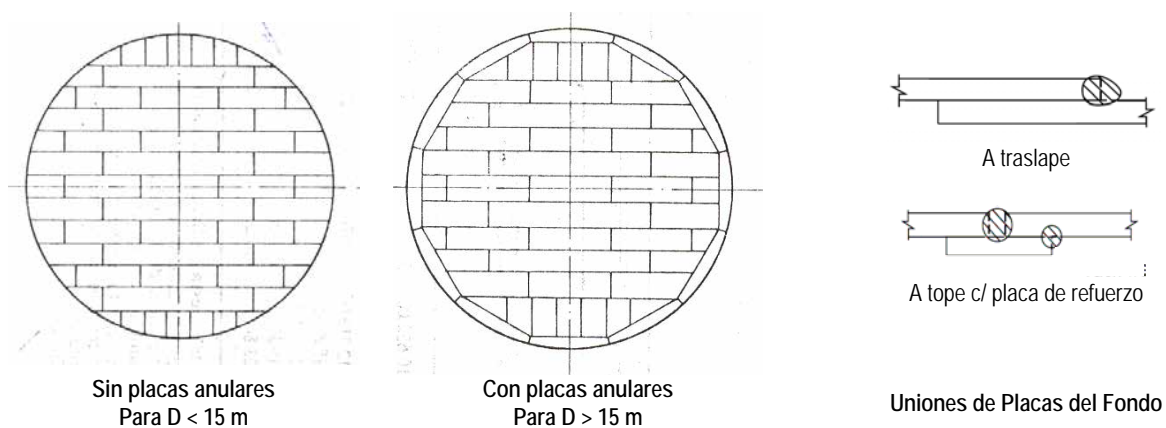


Figura 2.4. Fondo de Tanques de Almacenamiento Atmosférico API 650

2.1.7 Diseño de la Pared

La pared se compone de filas paralelas de placas soldadas, una encima de la otra, con espesores decrecientes a medida que aumenta la altura del tanque. En el diseño y cálculo de la pared, para el esfuerzo de trabajo máximo permisible, se considera un factor de seguridad de tres (1/3 de la resistencia a la tensión última del acero), que es común para las cargas estructurales estáticas en acero. Los esfuerzos se calculan asumiendo que el tanque está lleno con agua a 60°F.

En la pared cilíndrica del tanque varios de los siguientes clases de esfuerzos pueden ocurrir:

- 1) Esfuerzo longitudinal resultante de la presión interna del tanque.
- 2) Esfuerzo circunferencial resultante de la presión interna del tanque.
- 3) Esfuerzo residual de soldadura resultante de un calentamiento localizado.
- 4) Esfuerzos resultantes de cargas sobre impuestas tales como viento, nieve, hielo, equipo auxiliar y de impacto.
- 5) Esfuerzos resultantes de diferencias térmicas.
- 6) Otros tipos de esfuerzos.

El espesor de la pared requerido para resistir la carga hidrostática debe ser mayor que el calculado por condiciones de diseño o por condiciones de prueba hidrostática, pero en ningún caso menor a lo que se muestra en la Tabla 2.2

Diámetro nominal		Espesor mínimo de pared	
m	ft	mm	in
$D < 15.24$	$D < 50$	4.76	3/16
$15.24 \leq D < 36.58$	$50 \leq D < 120$	6.35	1/4
$36.576 \leq D < 60.96$	$120 \leq D < 200$	7.93	5/16
$D \geq 60.96$	$D \geq 200$	9.52	3/8

Tabla 2.2 Espesores de Pared para Tanques de Almacenamiento

El espesor de la pared por condición de diseño, se calcula con base al nivel del líquido, tomando la densidad relativa del fluido establecido por el usuario. El espesor por condiciones de prueba hidrostática se obtiene considerando el mismo nivel de diseño, pero ahora utilizando la densidad relativa del agua. Si el cálculo del espesor por condiciones de prueba hidrostática es mayor que el calculado por condiciones de diseño, deberá usarse el obtenido por condiciones de prueba hidrostática. ^[6]

El esfuerzo calculado de la carga hidrostática para cada anillo no debe ser mayor que el permitido por el material y su espesor no debe ser menor que el de los anillos inferiores. Para el cálculo del espesor de la pared, el API 650 contempla dos métodos:

- Método de un pie.- Con este método se calcula el espesor requerido de la pared del tanque, por condiciones de diseño y de prueba hidrostática, considerando una sección transversal ubicada a 1 ft (304.8 mm) por debajo de la unión de cada anillo. Este método sólo es aplicable en tanques con un diámetro igual o menor a 200 ft (60.96 m).
- Método de punto variable.- Este método se usa cuando no se especifica el uso del método de un pie, cuando el tanque tiene un diámetro mayor de 200 ft (60 960 mm) y que cumple con la relación $12D/H \leq 2$.

Las uniones de la pared deben de ser preferentemente juntas soldadas a tope doble con penetración completa y fusión (Figura 2.5). Se puede usar igualmente un soldado a tope sencillo con tira de respaldo, con la misma eficiencia. Es especialmente importante que las uniones verticales tengan penetración completa y fusión, ya que son estas uniones las que están bajo el mayor esfuerzo de tensión en la pared.^[6]

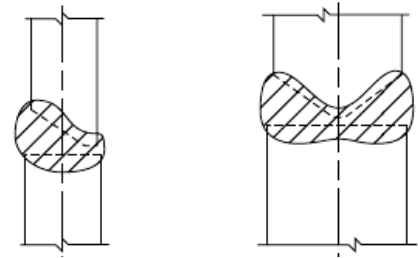


Figura 2.5 Uniones de la Pared del Tanque

Los tanques de almacenamiento deben tener escaleras de acceso al techo fijas a la pared del tanque. Según el API 650, para los tanques de 20 ft (6 m) de altura o menores, es suficiente una escalera de mano. Los tanques de altura mayor a 20 ft (6 m), requieren una escalera en espiral, con una plataforma en la parte más alta.

2.1.8 Diseño del Techo

Los techos fijos pueden ser autoportados o soportados por una estructura de acero para el caso de tanques de gran diámetro. Los techos autoportados están apoyados únicamente en su periferia, calculados y diseñados para que su forma geométrica, en combinación con el espesor mínimo requerido (Tabla 2.3), absorban la carga generada por su propio peso más las cargas vivas, a diferencia de los techos soportados cuya estructura absorbe dichas cargas.^[4]

Código	API. 650
Espesor Mínimo del Techo	5 mm
Espesor Máximo del Techo	6.35 mm + Corrosión Admisible
Ángulo Mínimo de Coronamiento (mm)	
D < 10.6 m	50.8 x 50.8 x 4.76
10.6 m < D ≤ 18.2 m	50.8 x 50.8 x 6.35
D > 18.2 m	76.2 x 76.2 x 9.52.

Tabla 2.3. Espesores del Techo Fijo para Tanques de Almacenamiento

Independientemente del método de soporte, los techos se diseñan para soportar una carga viva compuesta por las cargas del viento y del personal que pudiera caminar sobre el techo, de por lo menos, 1.2 kPa (25 lb/ft²) más la carga muerta del mismo. Las placas del techo se sujetan solamente al ángulo de coronamiento (no a la estructura de soporte), con un cordón de soldadura continuo sólo por la parte superior, diseñado para fallar antes que cualquier otra unión soldada en el tanque ante una excesiva presión interna, aplicable a tanques de diámetro mayor a 50 ft (15m) y una pendiente de 1:6, como se muestra en las figuras 2.6a y 2.6b.^[4, 7]

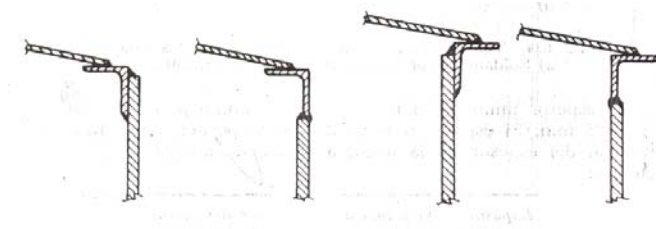


Figura 2.6a Uniones de Techo con la Pared del Tanque

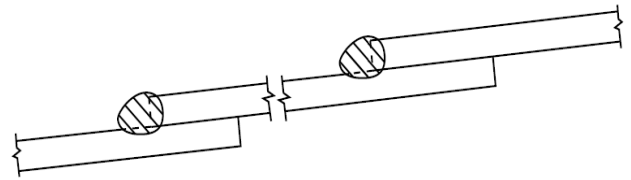


Figura 2.6b Uniones de las Placas del Techo

Techo Cónico Autosoportado

Se forma con placas soldadas a tope apoyado únicamente en su periferia por el perfil de coronamiento. Estos techos son diseñados y calculados para tanques de diámetro que no excede 60 ft (18.288 m), pero es recomendable fabricar estos en un diámetro máximo de 40 ft (12.192 m), ya que cualquier dimensión mayor requiere una estructura que lo soporte. [4] El Apéndice J del API 650 establece un diámetro máximo de 20 ft (6 m) para tanques fabricados en taller equipados con techos fijos autosoportados. [7]

Techo Cónico Soportado

Se usa para tanques de diámetros mayores a los indicados para en tipo autosoportado, consiste en un cono formado por placas soldadas a traslape del mismo material que el tanque, soportadas por una estructura compuesta de columnas, traveses y largueros. Las traveses forman polígonos regulares que soportan los largueros, con una columna de soporte en cada arista. Las cuales pueden ser perfiles estructurales, o tubería de acero.

Techo Tipo Domo Autosoportado

Es un casquete esférico formado por placas soldadas a traslape o a tope, o bien, formados por paneles de aluminio de la serie 3000 o 4000 con un espesor mínimo de 0.05 in (1.2 mm), remachadas o soldadas a un armazón de aluminio de especificación 7075-T73 o 2024-T4 o acero inoxidable austenítico, el cual es el único aceptado para unir elementos de aluminio con acero al carbón; este armazón le brinda al domo la rigidez necesaria para distribuir las cargas.

Aunque sirve para servicio atmosférico, también se usan para servicio de baja presión o para líquidos volátiles almacenados en tanques de techo flotante externo que requieren de la adición de un techo fijo para cualquier tamaño de tanque construido según el API 650. EL diseño de los domos autosoportados se realiza de acuerdo al Apéndice G de este código, el cual limita el contenido máximo de magnesio en la aleación a 3% cuando la temperatura de operación excede 150 °F (65 °C), el cual establece un radio de domo entre 0.7 y 1.2 veces el diámetro del tanque ($0.7D \leq R_D \leq 1.2D$) y una temperatura máxima de operación de 200 °F (90 °C).

Techo Flotante Externo

El diseño del techo y de sus accesorios, debe permitir al techo llegar de forma autónoma al nivel máximo de operación y bajar hasta el nivel mínimo de operación sin dañar al tanque o cualquier otro accesorio, utilizando una extensión de la pared del tanque para soportar los empaques del diafragma en el punto más alto del nivel y proveerse de dispositivos de alarma que indiquen al personal que se ha sobrepasado el nivel superior de llenado de líquido. El material de construcción de los techos flotantes es comúnmente placas de acero al carbón ASTM A-27 o 27M con espesor mínimo de 3/16 in (5 mm). Para servicio corrosivo, debe ser de tipo contacto, evitando la presencia de mezclas vapor-aire debajo de la cubierta.^[4, 7]

Diafragma Flotante Interno.

Los diafragmas flotantes internos y sus accesorios se diseñan de acuerdo al Apéndice H del código API 650, su construcción debe permitir que opere sin atención manual, fuera de daños para cualquier parte del diafragma, para flotar en posición horizontal, y capaces de soportar una carga viva de hombres. Todos los cálculos deben basarse en un peso específico de líquido de 0.7 para permitir un mayor margen de flotación del diafragma.

Los materiales adecuados que pueden utilizarse para construir diafragmas flotantes internos son el acero al carbón, aluminio y acero inoxidable de calidad igual a la mencionada anteriormente. La carga mínima que debe soportar el diafragma terminado, es la equivalente al peso de dos hombres [0.97 psi (kN/m²)], caminando hacia cualquier dirección del diafragma. Las aberturas para venteos deben localizarse en el techo fijo incluso sobre el sello del diafragma, cuando el tanque está lleno, se recomienda un espaciamiento máximo entre venteos de 32 ft (9.75 m), pero en ningún caso serán menos de cuatro venteos igualmente espaciados. ^[4]

Para seleccionar el material del sello perimetral, debe considerarse la temperatura ambiente, la temperatura de diseño, la permeabilidad, la resistencia a la abrasión, decoloración, endurecimiento, resquebrajamiento y otros factores de compatibilidad. Si el sello es de zapata metálica, tendrá que estar galvanizada según ASTM A 924 con un espesor nominal mínimo de 1/16 in (1.5 mm), si es de acero al carbón. ^[4]

Diseño del Pontón

Los techos flotantes deberán permanecer en flotación sobre un líquido con una gravedad específica de 0.7 bajo las siguientes condiciones:

- 10 in (0.25 m) de agua de lluvia por un periodo de 24 horas sin drenar el techo, excepto para techos de doble cubierta, los cuales deben estar provistos de drenes de emergencia para mantener el agua al nivel indicado.
- Sin agua y sin carga viva en techos de cubierta sencilla o doble pontón.

EL pontón no debe deformarse con el agua de lluvia, requiere venteos de protección contra presión interna y externa, sus compartimientos deben soldarse con filetes continuos, además de practicársele pruebas de líquidos penetrantes.

Patatas de soporte

Estos soportes deberán estar diseñados para soportar el techo más una carga viva de 1735 psi (122 kg/cm²). La placa base de las columnas deberán estar unidas al fondo mediante un cordón de soldadura continuo. ^[4]

Conexiones a Tanques de Almacenamiento

Las conexiones de los tanques de almacenamiento por donde circula normalmente el líquido almacenado deben tener una válvula de corte tan cercana como sea posible a la pared del tanque. Las conexiones por donde no circule normalmente el líquido deben cerrarse por medio de un elemento que impida el paso del líquido, como son válvulas, tapones, bridas ciegas o una combinación de ellos. Las conexiones para medidores en tanques que almacenan líquidos clase I deben estar provistas de una cubierta a prueba de vapor.

Las tuberías de llenado que entran por el techo deben prolongarse hasta 6 in (150 mm) antes del fondo, instaladas en un arreglo que minimice las vibraciones, excepto para los tanques donde el espacio vapor posee concentraciones de vapor menores al rango de inflamabilidad o inertizados, así como para los que almacenan líquidos con mínimo potencial de generación de electricidad estática.

2.1.9 Cimentación

El tipo y tamaño del tanque, las condiciones del suelo, el llenado y el asentamiento del tanque son factores críticos para el diseño de la cimentación. Sin importar donde se localice el sitio del tanque, es preciso conocer las condiciones del subsuelo para estimar su capacidad de carga y posible asentamiento una vez que se construye el tanque, esta información normalmente se obtiene de diversos estudios, como los de mecánica de suelos, con el objeto de determinar si será capaz de soportar el peso del tanque, su contenido y los accesorios y tuberías que lo acompañan.

La superficie donde descansará el fondo del tanque debe ser de un material fino y uniforme, comúnmente se utiliza una capa de arena limpia y lavada de 3 a 4 in de espesor (75 a 100 mm), con una pendiente desde el centro de 1 in por cada 10 ft de radio hacia el perímetro de la cimentación, o bien dirigirse hacia un pozo de drenaje.

Cimentación de Tierra

Para tanques pequeños, la cimentación puede consistir de piedra triturada o grava fina compactada, o materiales similares colocados directamente sobre suelo virgen. Una vez que la evaluación de las condiciones del subsuelo determina que éste tiene una adecuada capacidad de carga y que el asentamiento resultante es aceptable.

La cimentación se puede construir de tierra o materiales similares sin anillo exterior de refuerzo, si este tipo de construcción cumple lo siguiente:

- Brinda un plano aceptable para soportar el tanque.
- Mantiene valores de asentamiento compatibles con las tolerancias del diseño del sistema de tuberías.
- Provee un drenaje adecuado.
- No permite un asentamiento excesivo en el perímetro debido al peso de la pared del tanque.

Cimentación de Losa de Concreto

Cuando las cargas de compresión al suelo deben ser distribuidas en una área mayor a la del tanque, se puede utilizar una losa de concreto reforzado como cimentación, utilizando pilotes debajo de esta losa cuando se requiere soporte adicional. El diseño estructural de la losa, ya sea colocada directamente en el suelo o sobre pilotes, debe resistir todas las cargas impuestas por el tanque. Los detalles de diseño y construcción de este tipo de cimientos debe referirse a lo que señala la norma ACI 318.

Cimentación de Anillo de Piedra Triturada

La cimentación de anillo de piedra triturada es capaz de proveer soporte adecuado para elevadas cargas impuestas por el tanque, con las siguientes características que lo hacen una opción aceptable para cimentar un tanque:

- Distribuye adecuadamente la carga de la pared, produciendo una carga mas uniforme sobre el suelo.
- Facilita la nivelación del piso del tanque, siendo capaz de conservar su contorno durante la construcción.
- Retiene el relleno debajo del fondo del tanque, previniendo la perdida de este material por erosión.
- Por su flexibilidad puede distribuir asentamientos diferenciales.
- Una desventaja de este tipo de cimentación es la dificultad de su construcción bajo tolerancias estrictas y conseguir una superficie suficientemente plana para construir la pared del tanque.

Cuando se selecciona este tipo de cimentación, debe tenerse especial cuidado en los detalles de diseño para conseguir un desempeño satisfactorio, este tipo de cimentación se ilustra en la figura 2.7.

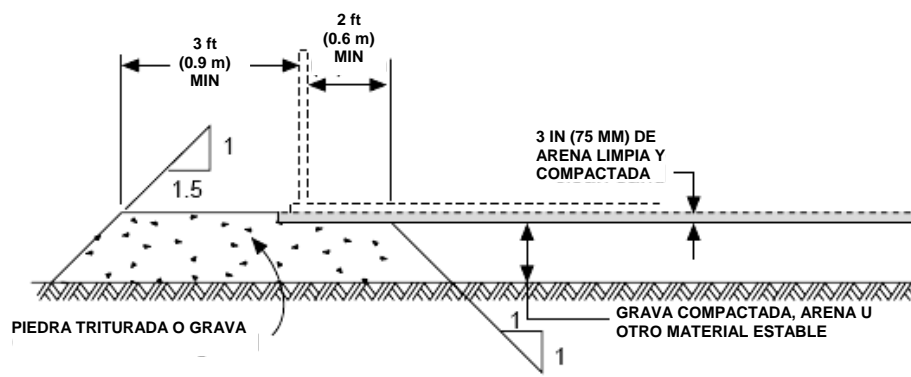


Figura 2.7 Cimentación de Piedra Triturada

Cimentación de Anillo de Concreto

Este tipo de cimentación se utiliza para tanques grandes, o con techo autosoportado, que imponen cargas sustanciales a la cimentación debajo de la pared. Esto es particularmente importante en lo relativo a la distorsión de la pared en tanques con techo flotante. En general, cuando la cimentación debe soportar la carga directa de la pared, debe utilizarse este tipo de construcción, la cual presenta las siguientes ventajas:

- Proporciona una mejor distribución en el suelo de la carga concentrada de la pared.
- Proporciona una superficie plana y sólida para iniciar la construcción de la pared.
- Provee un mejor modo de nivelar el piso del tanque y mantiene su forma durante la construcción.
- Retiene el relleno debajo del fondo del tanque, evitando su erosión.
- Minimiza la entrada de humedad debajo del tanque.
- Una desventaja de este tipo de cimentación es que no absorbe los asentamientos diferenciales, lo que puede conducir a esfuerzos altos en las placas del fondo adyacentes al anillo de concreto.

La altura de la pared del anillo debe ser tal que, como mínimo, el fondo del anillo quede 2 ft (0.6 m) por debajo del nivel de piso terminado del patio o dique (NPT), y el fondo del tanque quede a 1 ft (0.3m) respecto al NPT; mientras que el espesor del concreto no debe ser menor de 1 ft (0.3 m), haciendo coincidir la línea de centro del anillo con la de la pared del tanque (Figura 2.8).

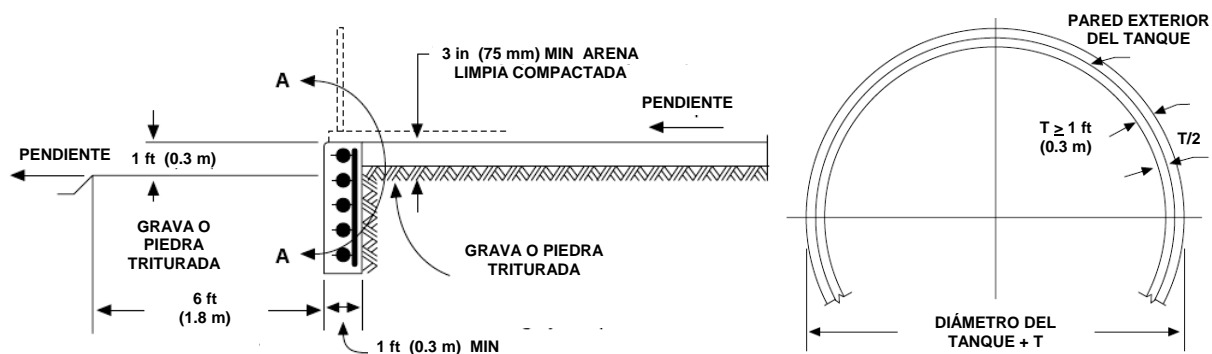


Figura 2.8 Cimentación de Anillo de Concreto

Otras consideraciones para la cimentación son los sistemas de detección de fugas y corrosión, protección catódica, drenajes y contención secundaria. El ingeniero de proceso debe considerar las implicaciones ambientales y de seguridad de una fuga de producto en el espacio de contención debajo del fondo del tanque. Para un anillo de cimentación de piedra o concreto, la detección de fugas se basa en la instalación de una membrana flexible y una tubería debajo del fondo del tanque para desalojar el líquido que pudiera almacenarse debajo del tanque. Para una losa de concreto, la detección de fugas puede efectuarse de manera similar, o colocando surcos radiales sobre la losa extendiéndose hasta el perímetro del tanque, el diseño de estos sistemas de detección se realiza en base al Apéndice I, del API 650. ^[9]

Tanques localizados en áreas sujetas a inundaciones.

Los tanques verticales y en especial los venteos y conexiones que no son a prueba de líquido, deben localizarse de forma que los techos de los tanques queden por lo menos 30% de su capacidad máxima de almacenamiento por encima de nivel esperado de inundación. Es conveniente contar con un suministro de agua para llenar un tanque parcial o totalmente vacío, cuando esto no es posible debido a las propiedades químicas del producto, es necesario proteger al tanque con otros medios que eviten su movimiento o colapso.

2.2 Localización de Tanques de Almacenamiento Atmosférico con Respecto a otras Áreas y Equipos

La distancia entre tanques de almacenamiento y otras instalaciones dependen de factores como el material almacenado, la instrumentación de las instalaciones, los cuales deben considerarse durante la etapa de diseño, tanto para aprovechar al máximo el espacio disponible, como para minimizar los riesgos implícitos en este tipo de instalaciones.

Para la localización de las áreas de tanques de almacenamiento y sus sistemas de protección contraincendio, deben tomarse en cuenta la dirección de los vientos dominantes y reinantes de manera que aquellos que contengan líquidos inflamables queden localizados "corriente abajo" con relación a la dirección de los vientos dominantes, en tanto que los que contengan líquidos combustibles queden localizados "corriente arriba" para evitar que los vapores emanados de los propios tanques invadan áreas de quemadores y lugares donde existan flamas abiertas, así como zonas ocupadas por personal (oficinas, áreas habitacionales).^[12]

Las distancias las cuales se debe colocar los tanques que almacenan líquidos estables Clase I, II o IIIA, limitadas a un mínimo de 5 ft (1.5 m), a presiones no mayores a 2.5 psig (17.24 kPa_M), con respecto a otras instalaciones deben estar dentro de los límites indicados en la tabla 2.4:

Tipo de Tanque	Protección	Desde el Limite de propiedad, incluyendo el lado opuesto de vías publicas	Desde el lado mas Próximo a una Vía Publica o al Edificio Importante mas Cercano en la misma Propiedad.
De Techo Flotante	Protección Contraincendio	½ Diámetro del Tanque	1/6 Diámetro del Tanque
	Ninguna	1 Diámetro del Tanque sin exceder 175 ft (53 m)	1/6 Diámetro del Tanque
De Techo Fijo con Junta Frágil en la unión con la Pared	Espuma Mecánica o Inertizado para $D \leq 150$ ft	½ Diámetro del Tanque	1/6 Diámetro del Tanque
	Protección Contraincendio	1 Diámetro del Tanque	1/3 Diámetro del Tanque
	Ninguna	2 Diámetros del Tanque sin exceder 350 ft (106 m)	1/3 Diámetro del Tanque
Tanques con Venteo de Emergencia que limita la Presión Interna a 2.5 psig (17 kPa)	Espuma Mecánica o Inertizado para $D \leq 150$ ft	½ A5b	½ A5b
	Protección Contraincendio	A5b	A5b
	Ninguna	2 veces A5b	A5b

A5b = Valor Tomado de la Tabla A5b del Anexo

Tabla 2.4 Localización de Tanques de Almacenamiento Respecto a Otras Instalaciones^[3]

Los líquidos que pueden producir boil-over, no se deben almacenar en tanques de techo fijo cuyo diámetro sea mayor de 150 ft (45 m) si no cuentan con un sistema de inertizado, cuya localización debe ser acorde a lo indicado en la tabla 2.5:

Tipo de Tanque	Protección	Desde el Limite de propiedad, incluyendo el lado opuesto de vías publicas	Desde el lado mas Próximo a una Vía Publica o al Edificio Importante mas Cercano en la misma Propiedad.
De Techo Flotante	Protección Contraincendio	½ Diámetro del Tanque	1/6 Diámetro del Tanque
	Ninguna	1 Diámetro del Tanque	1/6 Diámetro del Tanque
De Techo Fijo con Junta Frágil en la unión con la Pared	Espuma Mecánica o Inertizado para $D \leq 150$ ft	1 Diámetro del Tanque	1/3 Diámetro del Tanque
	Protección Contraincendio	2 Diámetros del Tanque	2/3 Diámetro del Tanque
	Ninguna	4 Diámetros del Tanque sin exceder 350 ft (106 m)	2/3 Diámetro del Tanque

Tabla 2.5 Localización de Tanques que Almacenan Líquidos que producen Boil-Over ^[3]

Los líquidos Clase IIIB deben localizarse de acuerdo a la tabla 2.6, no obstante, si se encuentran en la misma área o ruta del drenaje de tanques que almacenan líquidos clase I o II, la localización obedecerá a lo indicado en la tabla 2.4

Capacidad del Tanque (V)		Desde el Limite de propiedad, incluyendo el lado opuesto de vías publicas		Desde el lado mas Próximo a una Vía Publica o al Edificio Importante mas Cercano en la misma Propiedad.	
gal	m ³	ft	m	ft	m
12 000 o menos	45.4 o menos	5	1.524	5	1.524
12 001 a 30 000	45.5 a 113.56	10	3.048	5	1.524
30 001 a 50 000	113.57 a 189.27	10	3.048	10	3.048
50 001 a 100 000	189.28 a 378.54	15	4.572	10	3.048
100 001 o más	378.55 o más	15	4.572	15	4.572

Tabla 2.6 Localización de Tanques que Almacenan Líquidos Clase IIIB ^[3]

2.2.1 Distancias Mínimas entre Tanques de Almacenamiento

Los tanques de producción que almacenan petróleo crudo, cuya capacidad individual no exceda 3000 bbl (480 m³), no necesitan estar separados mas de 3 ft (0.9 m). El mismo criterio aplica para aquellos tanques que almacenan solamente líquidos clase IIIB, siempre que no se encuentren en el mismo dique o en la ruta de drenaje de tanques que almacenan líquidos clase I y II. Para todos los demás casos, es necesario considerar las distancias establecidas en la tabla 2.7:

Diámetro del Tanque	Tanques de Techo Flotante	Líquidos Clase I o II	Líquidos Clase III
$D \leq 150$ ft (45 m)			
Todos	$(D_1 + D_2) / 6$ Pero no menor de 3 ft (0.9 m)		
$D > 150$ ft (45 m)			
Si cuenta con Contención Remota	$(D_1 + D_2) / 6$	$(D_1 + D_2) / 4$	$(D_1 + D_2) / 6$
Si cuenta con Dique de Contención.	$(D_1 + D_2) / 4$	$(D_1 + D_2) / 3$	$(D_1 + D_2) / 4$

Tabla 2.7 Distancias Mínimas entre Tanques de Almacenamiento ^[3]

Los tanques que almacenan líquidos clase I, II y III, deben estar separados de aquellos que almacenan líquidos inestables. Por una distancia no menor a la semisuma de sus diámetros. La mínima separación horizontal entre tanques de Gas LP y tanques de almacenamiento de líquidos Clase I, II o IIIA debe ser de 20 ft (6 m), estableciendo las medidas adecuadas para prevenir la acumulación de tales líquidos debajo de tanques de Gas LP adyacentes. Cuando los tanques de almacenamiento están dentro de diques de contención, la separación entre el centro del muro y tanques de Gas LP de, debe ser por lo menos 10 ft (3 m). Lo anterior aplica solamente a tanques de Gas LP mayores de 125 gal (475 L), adyacentes a tanques de almacenamiento de capacidad mayor a 660 gal (2500 L). Algunos espaciamientos recomendados entre tangentes de tanques y límites de batería de plantas de proceso, instalaciones y otros equipos se pueden tomar de la Tabla A5 del Anexo.

2.2.2 Control de derrames en Tanques de Almacenamiento

Paralelo al diseño del tanque de almacenamiento, se debe tomar en cuenta algunas medidas de control de los derrames que pueden ocurrir en tanques de almacenamiento de líquidos clase I, II y IIIA, para ello se cuenta actualmente con tres tipos de sistemas de control de derrames: Contención Remota, Diques de Contención y Contención Secundaria.

Contención Remota

La contención remota se utiliza para controlar los eventuales derrames del contenido de tanques que almacenan líquidos inflamables y combustibles, por medio de un sistema de drenajes que conduce el producto derramado hacia un bacin o cárcamo ubicado en un área segura. Este sistema reduce considerablemente el riesgo y el efecto de los daños que puede provocar el incendio del producto derramado a los tanques y equipos adyacentes al tanque derramado. Los requerimientos mínimos para instalar este sistema son:

- Proveer una pendiente mínima de 1% en una distancia de 50 ft (15 m) hacia la ruta de la contención remota.
- El cárcamo de contención remota debe tener capacidad suficiente para contener el volumen del tanque más grande que puede derramarse.
- Cuando esto no es posible, el volumen restante se puede contener en un dique de contención.
- La ruta del drenaje para contención remota, debe localizarse de manera que en caso de incendio del líquido dentro del drenaje, las instalaciones o equipos adyacentes no se vean seriamente expuestos.
- Los límites del área de contención remota deben localizarse de modo que, estando llenas, el nivel del líquido se encuentre alejado por lo menos 50 ft (15 m) del límite de propiedad mas cercano, incluyendo equipos e instalaciones.

Diques de contención

Este sistema se utiliza cuando no es posible la contención remota, así como para proteger cuerpos de agua o propiedades adyacentes. Las paredes del dique pueden ser de tierra, acero, concreto, o mampostería sólida diseñada para ser impermeable al líquido almacenado y resistir la carga hidrostática estando lleno, con una altura promedio en el interior del dique de 6 ft (1.8 m), ver Figura 2.9.

El dique de contención de un tanque de almacenamiento, debe contener la capacidad nominal del tanque y una pendiente de por lo menos 1 % en una longitud de 50 ft. Para varios tanques de almacenamiento atmosférico, la capacidad volumétrica del dique debe ser igual a la capacidad nominal del tanque mayor, más el volumen que los otros tanques ocupen hasta la altura que tenga el muro del dique por la parte interior, más el volumen de otros elementos que ocupen espacio dentro del dique de contención. [3]

Se recomienda que la distancia entre la tangente de tanques de almacenamiento y el muro de contención sea, como mínimo de 5 ft (1.5 m), o si es posible igual a la altura del tanque. [8] Para permitir el acceso al tanque, la base exterior del dique a nivel de piso terminado no debe estar más cerca de 10 ft (3 m) de algún límite de propiedad existente o futura [3]

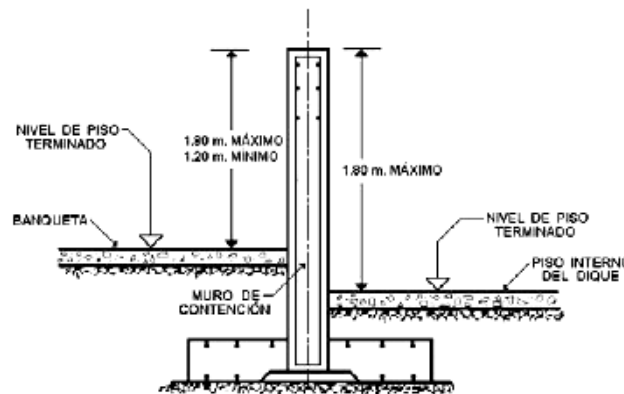


Figura 2.9 Detalles de muro de contención de concreto

En los casos que sea necesaria una altura mayor de 6 ft (1.8 m) del muro de contención por la parte interna del dique, deben construirse escalones empotrados a la parte interior del muro para la salida del personal en emergencias. Cuando la altura de las paredes del dique donde se almacenan líquidos clase I es mayor de 12 ft (3.6 m), o cuando la distancia entre el borde superior de la pared y cualquier tanque es menor a la altura interna del dique, se deben tomar las medidas necesarias para que la operación normal de las válvulas y el acceso al techo de los tanques se pueda realizar sin pisar el patio del dique, por medio de pasillos elevados, escaleras y dispositivos de operación remota para válvulas.

Las tuberías que pasan a través de las paredes de los diques deben diseñarse para prevenir esfuerzos excesivos provocados por asentamientos o exposición a fuego. ^[3] Se debe evitar además, que las tuberías ajenas a los tanques de almacenamiento pasen a través del patio interior del dique de contención. ^[8]

Cuando se requiera contener dos o más tanques en un mismo dique de contención, éste debe ser subdividido preferentemente por canales de drenaje o por lo menos por diques intermedios para prevenir que posibles derrames pongan en peligro a los tanques adyacentes, cumpliendo lo siguiente:

- Proveer una subdivisión para cada tanque que almacene líquidos estables en tanques de techo flotante o fijo con junta frágil, o bien que almacene petróleo crudo en cualquier tipo de tanque en áreas de producción, cuando su capacidad sea mayor a 10 000 bbl (1590 m³). Para cada grupo de tanques cuya capacidad individual sea menor de 10 000 bbl (1590 m³) y la capacidad del conjunto sea menor de 15 000 bbl (2385 m³), es suficiente una subdivisión del dique que los contiene.
- Para los tanques que almacenan líquidos clase I, cuyo diámetro sea mayor a 150 ft (45 m) situados en un mismo dique, sus diques intermedios deben diseñarse para contener por lo menos el 10 % de la capacidad del tanque, sin incluir el volumen desplazado por el tanque.
- Los canales de drenaje o los diques intermedios deben localizarse entre los tanques de forma que se aproveche al máximo el espacio, y limitando la altura de los interdiques a 18 in (0.45 m).

Los tanques que contienen líquidos que pueden producir "Boil Over", cuya capacidad colectiva no excede 15 000 bbl, y los tanques cuya capacidad colectiva no exceda los 75 000 bbl para líquidos inflamables, y 120 000 bbl para líquidos combustibles, pueden localizarse dentro de un mismo dique de contención. ^[8]

Cada una de estas subdivisiones, debe poseer un sistema de drenajes pluvial y aceitoso independientes y una pendiente de 1 ft en una longitud de 50 ft, que permita el libre escurrimiento de líquidos hacia los registros de drenaje, mediante los cuales sea posible el manejo selectivo de los efluentes para descargarlos en las tuberías troncales de drenaje pluvial o aceitoso y que en caso de derrames accidentales de producto sea posible contenerlos en un sitio seguro sin riesgo de contaminación ambiental (Figura 2.10). ^[8]

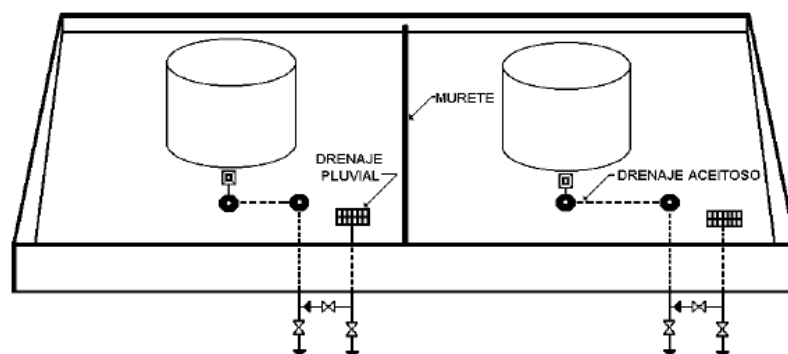


Figura 2.10. Diques Intermedios y Drenajes para Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Contención Secundaria

Consiste esencialmente de barreras construidas alrededor del tanque para contener productos que escapan debido a fugas, derrames u otros eventos indeseables. Esta barrera contiene el líquido derramado el tiempo suficiente para que la causa sea detectada. Este tipo de sistema de control de fugas se puede utilizar en tanques con las siguientes características:

- La capacidad del tanque debe ser menor o igual a 286 bbl (45.4 m³)
- Todas las conexiones del tanque deben realizarse sobre el nivel máximo del líquido.
- El diseño del tanque debe evitar que la fuga de producto provoque flujo de tipo sifón.
- El tanque debe estar provisto de medición de nivel, accesible al operador.
- La prevención de sobrellenado debe efectuarse por medio de alarmas sonoras cuando el nivel de líquido en el tanque alcanza el 90% de su capacidad, sin interferir con el funcionamiento normal de los dispositivos de venteo normal o de emergencia.
- El espaciamiento mínimo entre tanques de este tipo debe ser de 5 ft (0.9 m).
- El tanque debe ser capaz de resistir el impacto de un automotor si no está provisto de barreras adecuadas.
- Cuando la contención secundaria sea cerrada, debe proveerse de venteo de emergencia.
- La contención secundaria debe diseñarse para resistir la carga hidrostática del contenido del tanque lleno.

Las tuberías que pueden estar expuestas al fuego en el área de diques o del área de contención remota son aquellas que transportan producto hacia o desde el tanque, tuberías de servicios auxiliares, o tuberías para servicio contraincendio. El piso debajo de estas tuberías debe tener una pendiente igual a la mencionada anteriormente. Las tuberías resistentes a la corrosión, y aquellas que están protegidas contra la corrosión pueden ser enterradas debajo del piso del dique cuando no es posible proveer la pendiente ni el sistema de drenaje mencionados.

2.2.3 Frentes de Ataque para Tanques de Almacenamiento

Los tanques verticales no deben estar dispuestos en más de dos filas y de acuerdo a su capacidad, deben contar con frentes de ataque que permitan la libre intervención de los medios móviles para el combate de incendios y accesos peatonales protegidos con barandal para tanques de almacenamiento, de acuerdo a las Figuras 2.11a a la 2.11d. ^[13]

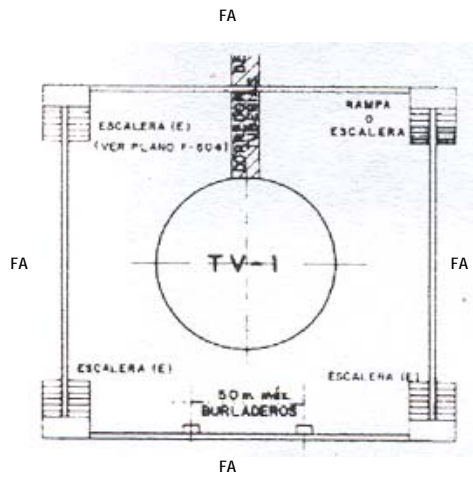


Figura 2.11a. Tanques Mayores a 200 000 bbl

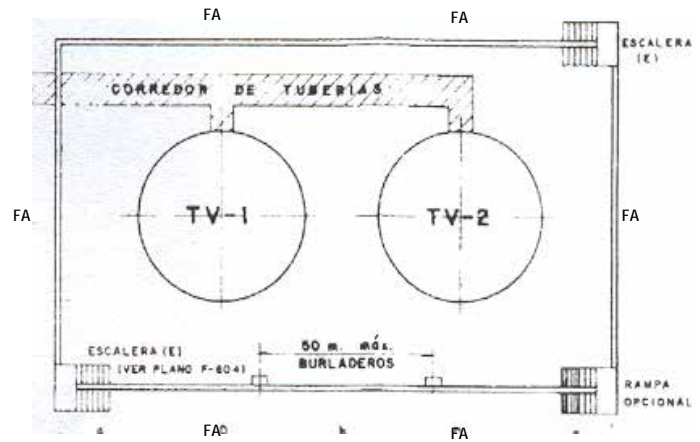


Figura 2.11b. Tanques de 100 000 bbl a 200 000 bbl

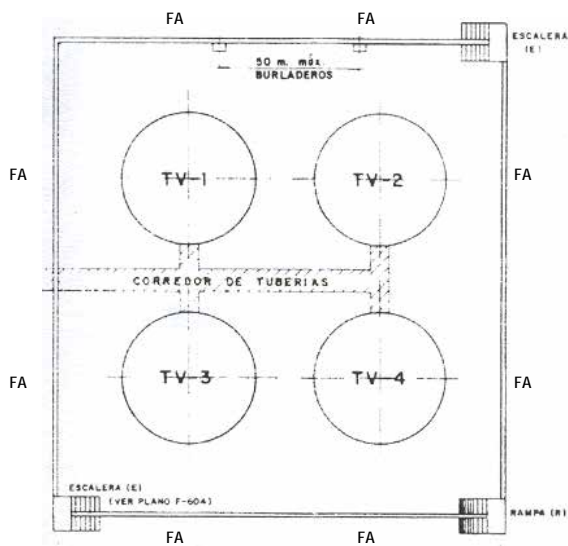


Figura 2.11c. Frentes de Ataque para Tanques de 55 000 bbl a 100 000 bbl

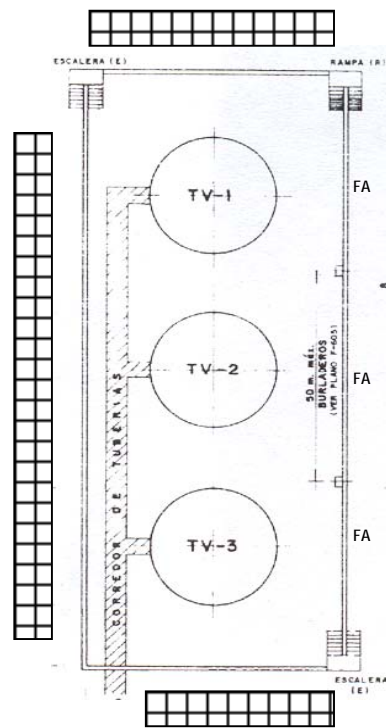


Figura 2.11d. Frentes de Ataque para Tanques Menores a 55 000 bbl

2.3 Protección Contra incendio de Tanques de Almacenamiento Atmosférico [8]

La seguridad industrial abarca la protección de los riesgos a las personas ajenas, empleados, así como a los bienes y la economía de una empresa. Los riesgos a considerar en instalaciones de tanques de almacenamiento atmosférico son:

- Fenómenos meteorológicos (sismos, lluvias, tormentas, huracanes, ciclones, rayos)
- Factores Humanos (negligencia, falta de capacidad, enfermedad, sabotaje)
- Desviaciones de las condiciones de operación (Sobrenivel, sobrecalentamiento, sobrepresión o vacío excesivo)
- Fallas de componentes y estructurales
- Incendios

De los anteriores, los incendios son el riesgo más importante para tanques de almacenamiento atmosférico, pues las personas ajenas y los empleados, así como los bienes materiales de la empresa o de terceros (equipo, productos y edificios) son los elementos que pueden resultar dañados. La identificación de un riesgo como elemento de información permite evaluar las condiciones de seguridad y adoptar las medidas pertinentes para disminuirlo. ^[8]

En instalaciones industriales, el riesgo mayor se encuentra en el área con mayor concentración de combustible, que son regularmente los patios de tanques, y dentro de estos, el tanque mayor y el producto más inflamable que se almacena. Por lo cual, deben seleccionarse los sistemas de protección contra incendio que garanticen la integridad de las zonas afectadas.

La razón que hace especialmente riesgosa a una área de tanques de almacenamiento atmosférico es la forma de evolución de un incendio, pues cuando una mezcla inflamable vapor-aire que se encuentra sobre el líquido almacenado alcanza una fuente de ignición, la flama se transporta a través de la mezcla hasta el lugar de almacenamiento, donde la temperatura de la superficie del líquido se incrementa, generando vapores cada vez más rápido y produciendo cantidades cada vez mayores de calor a medida que el fuego es alimentando por estos vapores (Figura 2.12). ^[5]



Figura 2.12 Tanques Dañados por Incendios

En general, debe proveerse protección contra incendio a tanques de techo fijo que almacenen líquidos Clase I con capacidad mayor a 1190 bbl, para tanques de techo fijo que almacenan líquidos Clase II y III a temperaturas debajo de su punto de inflamación y tanques de techo flotante que almacenan cualquier clase de líquido, no necesitan protección cuando se encuentran ubicados de acuerdo a las distancias mínimas correspondientes.

Sistemas Fijos Contraincendio

Son aquellos que se componen de una instalación completa que no requiere de una fuente externa para su funcionamiento y pueden ser:

Agua Contraincendio.- Se compone de fuentes de abastecimiento primarias (lagunas, ríos, presas, mares, etc.) o secundarias (tanques, cisternas, etc.), bombas contraincendio, anillos de tuberías, hidrantes, monitores, anillos de enfriamiento, válvulas de seccionamiento que permiten desviar el flujo hacia el área de ataque o sacar a mantenimiento secciones de la red, este sistema se encuentra en la mayoría de las instalaciones industriales. ^[8]

Sistemas de Espuma de Presión Balanceada.- Este sistema se emplea principalmente en agencias de ventas y baterías de separación y esta formado por:

- Almacenamiento de concentrado espumante para 1 hora de funcionamiento continuo a flujo máximo.
- Sistema de bombeo de concentrado espumante principal y de relevo capaz de abastecer el sistema de aplicación superficial y sub-superficial, no simultanea de espuma contraincendio
- Válvula de diafragma para balancear la presión del concentrado espumante y agua contraincendio
- Proporcionador, donde se efectúa el mezclado del concentrado y agua a la concentración especificada
- Válvulas automáticas de tipo hidráulico para alimentación a las cámaras de espuma
- Cámaras de espuma, donde se forma la espuma a partir de la mezcla de la solución espumante y aire
- Tubería de interconexión de los elementos anteriores
- Sistema de control independiente.

Sistemas Semifijos Contraincendio

Son los que requieren de una fuente complementaria para su funcionamiento, generalmente corresponde a la aplicación de espuma mecánica, ya que generalmente el sistema de agua contraincendio es un sistema fijo:

Sistema de Espuma.- Se compone de tuberías que parten del dique del tanque, con conexiones hembra giratorias para inyección de la solución espumante a las cámaras de espuma o a los dispositivos de inyección subsuperficial. Este sistema se emplea en áreas de almacenamiento de refinerías, complejos petroquímicos y donde debido a la cantidad de tanques, la instalación de un sistema fijo sería muy costosa. Para este efecto, este tipo de instalaciones cuenta con centrales contraincendio equipadas con carros contraincendio y personal calificado para el combate de emergencias. ^[8]

Para iniciar el funcionamiento de los sistemas de protección contraincendio a tanques de almacenamiento, es necesaria la instalación de detectores que alerten al personal sobre posibles emergencias.

2.3.1 Detección y Alarmas

El tipo, colocación, cantidad y localización de los detectores se realiza en base a un análisis del tipo de riesgo que podría presentarse en el tanque. Para la selección apropiada del tipo de detector a utilizar en tanques de almacenamiento, es necesario tener en cuenta que el tipo de fuego que se puede presentar en estas áreas es de clase B.

De acuerdo a esto, en las áreas de tanques de almacenamiento los detectores que pueden utilizarse son los de flama. Para la instalación y cantidad de los detectores deberán considerarse los factores siguientes:

- Densidad relativa del vapor; el detector de flama se localizará sobre el techo de los tanques.
- Dirección de los vientos dominantes y reinantes.
- Área de cobertura del detector.
- Rango de explosividad del líquido almacenado

La señal de los detectores debe enviarse a un controlador en el cuarto de control, para conocer mediante una alarma visual y audible, cual detector se acciona y el tanque al que corresponde para efectuar las acciones correspondientes. ^[14] Otro recurso para la detección de derrames o condiciones que puedan ocasionar incendios consiste en la observación personal por medio de patrullaje y/o vigilancia continua. ^[3]

2.3.2 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica - Aplicación Superficial

La protección contra incendio a tanques de almacenamiento atmosférico está determinada por las propiedades del producto almacenado, las características del tanque de almacenamiento y su localización respecto a instalaciones y equipos anexos. Los tanques atmosféricos deben protegerse con sistemas de espuma mecánica para extinción de incendios, de aplicación superficial con cámaras formadoras de espuma Tipo II (NFPA), y de aplicación subsuperficial, como se indica en la Tabla 2.8.

	Líquidos Inflamables No polares	Líquidos Combustibles	
Producto	Gasolinas, crudo recuperado de trampas	Diesel, diáfano, turbosina	Combustóleo, asfalto Residuos pesados y Calientes
Tipo de tanque	De techo flotante	De techo fijo.	De techo fijo.
		De techo flotante.	
Aplicación superficial	Si	Si	Si
Inyección subsuperficial	No	Solo en techo fijo	No

Tabla 2.8. Aplicación de Espuma Contra incendio a Tanques de Almacenamiento Atmosférico ^[8]

La proporción volumétrica de concentrado en agua para formación de espuma mecánica depende del tipo de concentrado utilizado (Tabla 2.9).

TIPO	% VOL
FFFP	3% al 6%
AFFF	3% al 6%
AR AFFF Tipo Alcohol	3% al 6%
3 x 3% AR AFFF Tipo Alcohol	3%
1 x 3% AR AFFF Tipo Alcohol	1%

Tabla 2.9. Proporción de Concentrado para Formar Espuma Contra incendio ^[8]

Para determinar el flujo de solución espumante para tanques de techo fijo (aun cuando cuenten con diafragma flotante interno), se considera una densidad de aplicación de 4.1 lpm/m² (0.1 gpm/ft²), referida a la superficie total del producto contenido, con un tiempo mínimo de aplicación de 30 minutos para líquidos Clase II y de 55 minutos para líquidos Clase I y petróleo crudo. Para tanques de techo flotante y diafragma interno, se considera una densidad de 12.3 lpm/m² (0.3 gpm/ft²) referida a la superficie entre la mampara de contención de espuma del techo flotante y la pared interna del tanque durante 20 minutos. ^[51]

La alimentación de la solución espumante se alimenta por medio de tuberías independientes para cada cámara formadora de espuma, conectadas a los sistemas de generación de solución espumante fijos o semifijos, las cuales deben tener pendiente hacia el muro de contención y una purga en su parte más baja que permita el vaciado total del sistema, localizada fuera del dique de contención (Figura 2.13). Para calcular el diámetro de las tuberías de concentrado y de solución espumante, la velocidad de flujo debe estar entre 1.83 m/s (6 ft/s) y 3.05 m/s (10 ft/s), y contar con una presión mínima disponible a la entrada de la cámara de espuma de 2.8 kg/cm² (40 psi). ^[8]

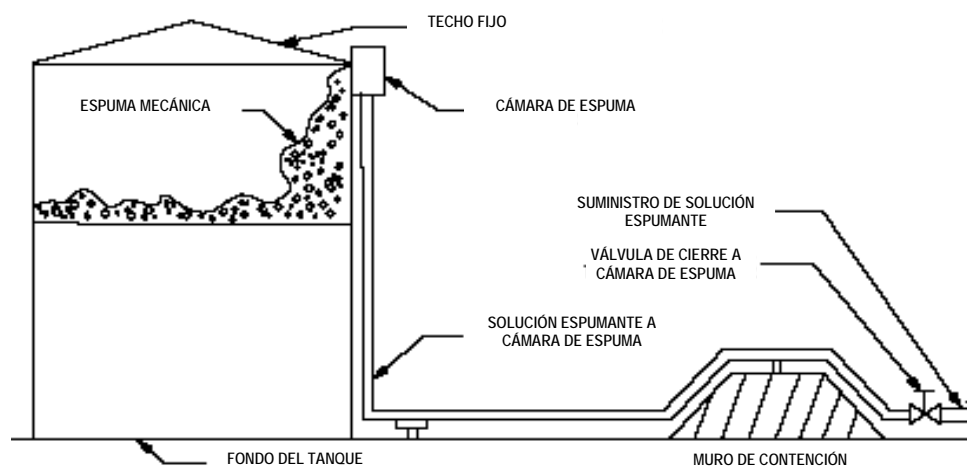


Figura 2.13. Aplicación Superficial de Espuma Mecánica

Para tanques de techo fijo, el número de cámaras de espuma, se puede referir a lo indicado en la Tabla A6 del Anexo. Para tanques de techo flotante externo, el distanciamiento entre dos cámaras de espuma no debería ser mayor de 24.4 m (80 ft), cuyo número de cámaras se puede referir a lo indicado en la Tabla A7 del Anexo. ^[8, 51]

2.3.3 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica.- Aplicación Subsuperficial

Los tanques atmosféricos de techo fijo que almacenan líquidos combustibles no polares requieren ser protegidos con aplicación subsuperficial de espuma mecánica, mientras que no se recomienda la aplicación de espuma subsuperficial para tanques de techo flotante y diafragma interno. ^[51]

Para calcular el flujo de solución espumante se considera una densidad de aplicación de 4.1 lpm/m² (0.1 gpm/ft²) de superficie total del producto contenido para tanques de techo fijo durante 30 minutos para líquidos Clase II y de 55 minutos para líquidos Clase I y petróleo crudo. Para tanques de techo flotante mayores de 200 000 bbl, se considera una densidad de aplicación de 20.5 lpm/m² (0.5 gpm/ft²), referida al área entre la mampara de contención de espuma y la pared del tanque. Para el cálculo del diámetro de la tubería de solución espumante, se considera una velocidad de flujo de 3 m/s (10 ft/s), para líquidos Clase IB, y de 6 m/s (20 ft/s) para evitar que la velocidad y turbulencia rompan el colchón de espuma de la superficie del líquido. ^[8]

Para calcular la contrapresión de diseño, se suma el valor de las pérdidas de presión en la tubería por el flujo de la espuma expandida (considerar una relación de expansión de 4:1), al valor de la columna hidrostática ejercida por el producto almacenado en el tanque a su nivel máximo (HLL). La máxima contrapresión permisible es el 25% de la presión de entrada al formador de espuma. Considerando una presión mínima disponible del agua a la entrada del formador de espuma de 7 kg/cm² (100 lb/in²). Si al 25% de la presión de entrada se le resta el de la columna hidrostática del producto, resultará la máxima pérdida por fricción permisible para el flujo de la espuma por la tubería de alimentación. ^[8]

La instalación de las tuberías de alimentación subsuperficial de espuma, debe efectuarse sobre un punto de la envolvente que se encuentre por encima de la altura máxima esperada del colchón de agua en el fondo del tanque, lo cual es necesario para evitar la dilución de la espuma a medida que ésta se inyecta al interior del tanque. (Figura 2.14). Para tanques de techo fijo, flotante externo y flotante interno, el número de puntos de inyección subsuperficial, el gasto de solución espumante, y los diámetros de tuberías, se pueden ajustar a lo indicado en la Tabla A8 del Anexo.

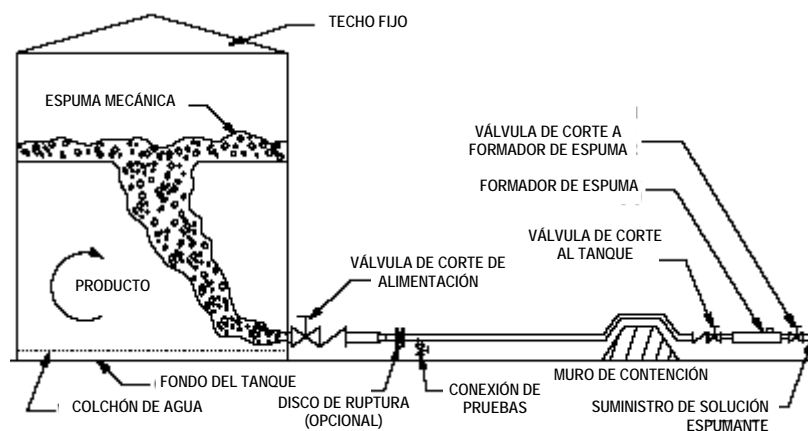


Figura 2.14. Aplicación Subsuperficial de Espuma Mecánica

En el caso de sistemas semifijos de inyección subsuperficial, es necesario contar con el número adecuado de hidrantes y con tomas para camión que cubran el gasto demandado por los formadores de espuma. De acuerdo al análisis de riesgo para las áreas de almacenamiento atmosférico, se puede determinar la necesidad de equipos adicionales para el combate de incendios (garzas portátiles, monitores móviles de alto gasto, boquillas de agua-espuma de largo alcance y proporcionadores de alto rango para producir espuma mecánica).^[8]

2.3.4 Protección Contra incendio con Espuma Mecánica por Medio de Monitores Móviles

Para la protección de tanques de almacenamiento sin techo fijo, se considera la aplicación de espuma Tipo II, (cámaras de espuma), y Tipo III (monitores móviles de alto gasto) para extinguir el fuego del centro del tanque, mediante la técnica de "huellas", que consiste en depositar la espuma directamente sobre la superficie del producto incendiado mediante chorros maestros, con una densidad de aplicación de entre 8.1 y 10.1 lpm/m² (0.20 y 0.25 gpm/ft²) con una presión disponible de 8.78 kg/cm² (125 lb/in²) a la descarga de la boquilla. (Figuras 2.15 a y b).^[8]



Figura 2.15 a. Técnica de Huellas para Aplicación de Espuma Tipo III.

Dependiendo del diámetro del tanque, para el combate de un incendio pueden ser utilizados uno o varios monitores móviles de alto gasto, siempre y cuando la distancia entre cualquier punto del límite de las "huellas" y la envolvente del tanque, no sea mayor de 24.38 m (80 pies). Debe seleccionarse el tipo de monitor que sea capaz de aplicar la mayor cantidad de espuma al centro del tanque, formando una huella o combinación de huellas lo más compacta posible.

Los monitores móviles de alto gasto deben localizarse dentro del dique de contención, para ello deben diseñarse rampas y plataformas de igual altura a la del muro de contención, orientadas a favor de los vientos dominantes, con barandales para la protección del personal, sobre la cual se ubiquen los monitores necesarios para el combate de un incendio del tanque de almacenamiento, como se ilustra en la figura 2.15 b para un tanque de 500 mil barriles citado anteriormente. Actualmente existen en el mercado monitores móviles de alto gasto con boquillas de flujo variable, que cubren rangos de entre 1,000 gpm y 14,000 gpm, lo cual permite la aplicación de diferentes gastos con sus correspondientes alcances con un solo equipo móvil.^[8]

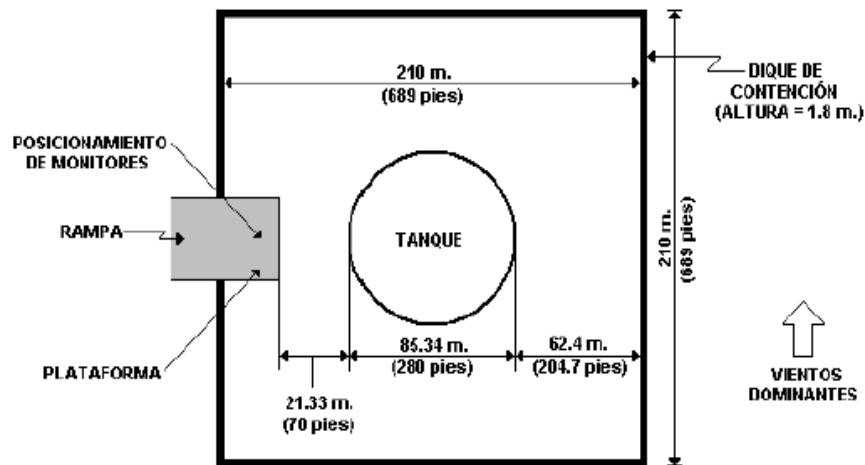


Figura 2.15 b. Aplicación de Espuma Tipo III para un tanque de 500 000 bbl. [8]

Adicionalmente al método de "huellas", deben considerarse dos o más "líneas de reacción" para el suministro de espuma de cuando menos 3,785 lpm (1 000 gpm) cada una, con el propósito de cubrir el área entre el colchón de espuma suministrado por los monitores de alto gasto y la parte más cercana a la pared interna del tanque (Figura 2.16).

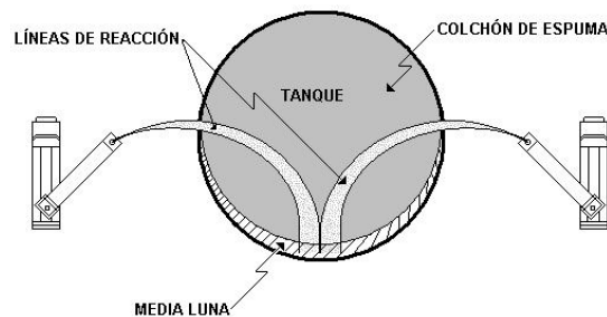


Figura 2.16. Líneas de Reacción para Tanques de 500 000 bbl. [8]

2.3.5 Protección Contra incendio por Enfriamiento con Agua

El enfriamiento con agua es uno de los medios más eficaces para combatir incendios en tanques de almacenamiento. Por su capacidad calorífica (1 kcal/kg°C) y su calor latente de vaporización (970.3 kcal/kg); se emplea como medida de protección por exposición a los tanques adyacentes y enfriamiento de la pared del tanque incendiado (Figura 2.17).



Figura 2.17.- Protección Contraincendio de un Tanque de Almacenamiento de Crudo de 200 000 bbl

Los factores principales que deben considerarse para determinar la conveniencia de su uso son el punto de ignición, gravedad específica, viscosidad, solubilidad, temperatura del agua y la temperatura promedio del líquido, entre otros.

Este tipo de protección consiste en sistemas de aspersión, hidrantes, monitores e hidrantes-monitores, alimentados por la red contraincendio de la planta. En función de su capacidad y el riesgo que representa tener grandes volúmenes de líquidos inflamables y/o combustibles almacenados, es necesario instalar anillos de enfriamiento en los tanques atmosféricos de almacenamiento con capacidades mayores de 5 000 bbl. En tanques de almacenamiento de productos calientes que cuenten con aislante térmico externo, la colocación de los anillos de enfriamiento se debe determinar en base a un análisis de riesgos. [8]

Para el diseño de las tuberías y anillos de agua contraincendio, deben considerarse velocidades máximas de flujo de 4.57 m/s (15 ft/s), un diámetro mínimo de tubería de 25.4 mm (1"), una densidad de aplicación de agua de por lo menos 10.2 lpm/m² (0.25 gpm/ft²) de superficie expuesta del tanque durante por lo menos una hora de funcionamiento, los detalles constructivos y el método de cálculo hidráulico pueden consultarse en el capítulo 5 de la NFPA 15.

El suministro de agua debe ser suficiente para proteger, simultáneamente y con la presión adecuada, todas las superficies de la pared que se requieran, de los tanques de almacenamiento involucrados directa o indirectamente en un incendio. [8]

De la misma manera las bombas de agua contraincendio deben tener capacidad para manejar la suma de los siguientes gastos:

- El gasto requerido para la generación de espuma para la extinción del riesgo mayor.
- El gasto requerido para el enfriamiento de la superficie total de la envolvente del tanque considerado como riesgo mayor.
- El gasto requerido para la operación de los anillos de enfriamiento de las paredes expuestas de los tanques que colindan con el tanque incendiado.
- El gasto requerido para la operación de cuatro mangueras de 1½" de diámetro (500 gpm en total), para protección del personal, del equipo contraincendio y de las tuberías de proceso.

De acuerdo al tipo y capacidad de los tanques de almacenamiento, el arreglo de los anillos de enfriamiento será el siguiente:

- Los tanques atmosféricos de techo fijo con altura menor de 9.75 m (32 ft), requieren solo un anillo de enfriamiento en la parte superior del tanque, cuyas boquillas descarguen en la parte superior del último anillo de la envolvente; para aquellos tanques de techo fijo con altura de 32 ft o mayor, deben poseer un mínimo de dos anillos de enfriamiento:
 - o Uno en la parte media del tanque, de manera que la descarga de las boquillas se encuentren ubicadas aproximadamente a 7 metros de altura, medidos a partir de la base del tanque
 - o Uno en la parte superior del recipiente, cuyas boquillas descarguen en parte superior del último anillo de la envolvente.
- En los tanques de techo flotante con anillo atiesador, deben instalarse tres anillos de enfriamiento (Figura 2.17 y 2.18).
 - o Uno en la parte superior del tanque, para cubrir el área de la envolvente que se encuentra por arriba del anillo atiesador, cuyas boquillas descarguen en la parte superior del último anillo de la envolvente y proporcionen enfriamiento a las láminas de acero donde se colocan las cámaras de espuma.
 - o Uno que cubra la mitad superior del área de la envolvente que se encuentra entre la base del tanque y la parte inferior del anillo atiesador y cuyas boquillas descarguen en la unión de este último con la envolvente.
 - o Uno para cubrir la mitad inferior del área de la envolvente entre la base del tanque y la parte inferior del anillo atiesador, cuyas boquillas descarguen aproximadamente a la mitad de la altura considerada en esta área.

Los tanques atmosféricos de almacenamiento con más de un anillo atiesador, deben contar con un anillo de enfriamiento debajo de cada uno de ellos, diseñados para que la suma de los volúmenes manejados los dichos anillos, cumplan con la densidad de aplicación mencionada. ^[8]

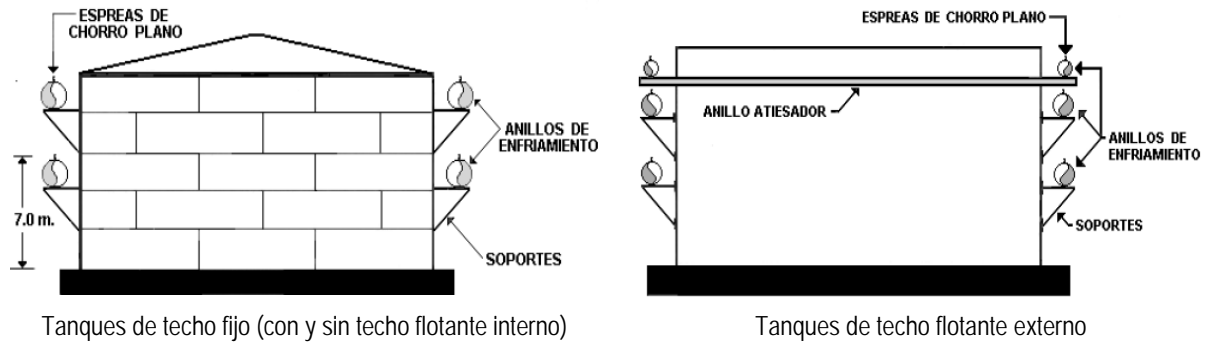


Figura 2.18 Anillos de Enfriamiento para Tanques de Almacenamiento [8]

Para aplicar el agua de enfriamiento se recomienda utilizar boquillas aspersoras de chorro plano, con ángulo de aspersión amplio (de 121°), y una presión mínima de descarga de 4.21 kg/cm² (60 psig), con patrón de rociado rectangular y de impacto medio (ver Figura 2.19). [8]

La suma de los gastos de las boquillas aspersoras, debe proporcionar una cobertura homogénea en la superficie de la envolvente del tanque a proteger, equivalente por lo menos al producto de la superficie total de la pared del tanque, por la densidad de aplicación.

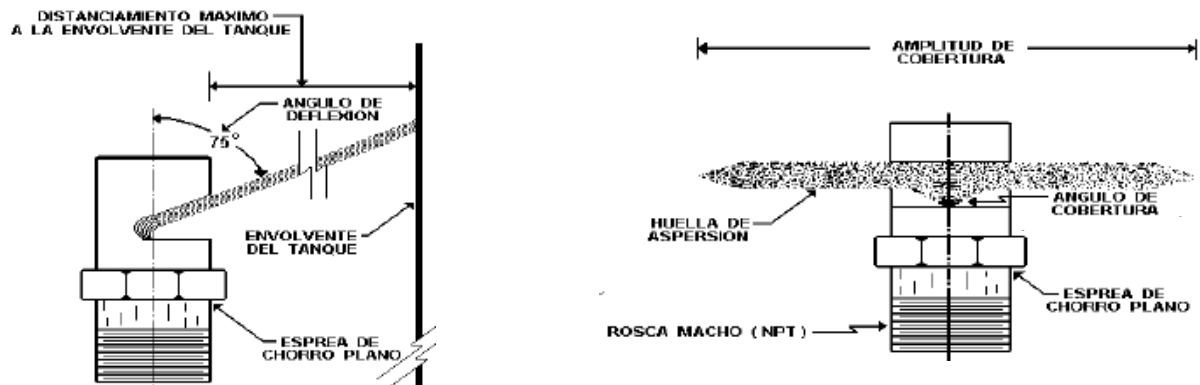


Figura 2.19. Boquillas Aspersoras de Chorro Plano [8]

El número de boquillas aspersoras en cada anillo se determina dividiendo el perímetro del tanque entre la longitud de cobertura que proporciona la boquilla, considerando un 15% de traslape a cada lado, a una distancia específica entre la descarga de la boquilla y la superficie de la envolvente, considerando no exceder la separación vertical entre boquillas de 3.7 m (12 ft) Ver Figura 2.20, la cual puede referirse a la indicada en la Tabla A9 del Anexo.

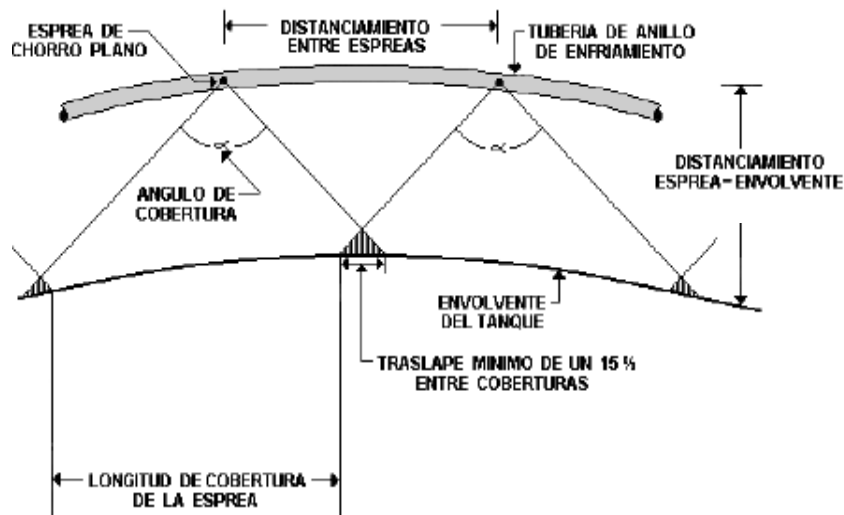


Figura 2.20. Arreglo de Boquillas Aspersoras ^[8]

2.4 Venteo en Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Un venteo es una abertura que permite que el tanque “respire”. Este fenómeno ocurre por la generación de presión y vacío internos debidos a cambios de nivel dentro del tanque y a cambios normales en la temperatura exterior. Los tanques de almacenamiento atmosférico deben estar provistos de venteos, tanto para condiciones normales (operación y cambios atmosféricos) como para condiciones de emergencia (exposición a fuego externo). En el caso de tanques que almacenan líquidos Clase IA, IB y IC, deben contar con venteos que actúen cuando exista sobrepresión interna o vacío, de los cuales, los que almacenan líquidos Clase IB y IC pueden contar alternativamente con arrestadores de flama

Los casos en que se pueden usar venteos abiertos en lugar de arrestadores de flama y de dispositivos de venteo mencionados en el párrafo anterior, son los siguientes:

- Tanques que almacenan crudo, situados en campos de producción, cuya capacidad sea de 3000 bbl (477 m³).
- Tanques que almacenan líquidos que no sean Clase IA cuya capacidad sea menor que 1000 gal (3.785 m³).
- Tanques que almacenan líquidos Clase IB y IC, cuando la obstrucción de los dispositivos mencionados causa daños al tanque.

Los tanques de diafragma flotante interno satisfacen estos requisitos cuando se cumplen con los requerimientos del API 650 Apéndice H. El venteo para condiciones normales debe evitar que la presión interna o externa exceda la presión de diseño del tanque, cuyo diámetro debe cumplir los requisitos del código API 2000 para venteo normal o ser por lo menos igual al mayor diámetro de las líneas de succión o descarga del tanque pero nunca menor de 1 ¼ in (32 mm). ^[5, 15]

Cuando se diseña y especifica el venteo de un tanque, debe ser tanto un dispositivo de seguridad como de conservación. ^[5] Sin embargo, el riesgo de posibles pérdidas humanas y el inevitable daño a las propiedades que resulta de venteos insuficientes no deja opción en esta materia, por lo cual la prioridad final será la seguridad. Para el diseño y/o selección del venteo para un tanque es necesaria la siguiente información básica:

- Capacidad y dimensiones del tanque
- Presión y vacío que debe soportar el tanque
- Diámetros de las líneas de alimentación y succión del tanque
- Velocidades máximas de llenado y vaciado del tanque
- Producto almacenado y su punto de inflamación.

Los venteos se dimensionan para asegurar que el flujo a relevar en condiciones de emergencia no sobrepase las limitaciones de presión impuestas al tanque. ^[5] El API Std. 2000 clasifica a los líquidos con punto de inflamación arriba o debajo de 37.8 °C (100 °F) para propósitos de cálculo de venteo en condiciones normales. Conociendo el punto de inflamación, la capacidad del tanque y la velocidad de llenado y succión en el tanque, el API 2000 establece los siguientes requerimientos de venteo en condiciones normales. ^[15]

Presión.- Proveer 1 ft³/h de aire para cada 3.5 gal/h de alimentación a la velocidad máxima de llenado para líquidos con punto de inflamación menor que 100 °F, ó 1 ft³/h de aire para cada 7.0 gal/h de líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 100°F. Además, adicionar la capacidad de venteo térmico (presión) mostrada en la Tabla A10 del anexo. ^[3, 15]

Vacío.- Proveer 1 ft³/h de aire para cada 7.5 gal/h de succión a la velocidad máxima de vaciado. Además, adicionar la capacidad de venteo térmico (vacío) mostrada en la Tabla A10 del anexo. ^[3, 15]

Las condiciones que señala el API 2000 para venteo se pueden resumir en la tabla 2.10.

Condición		Presión	Vacío
Líquidos Clase I	$T_F < 100\text{ °F (37.8 °C)}$	$SCFH = \frac{GPM \cdot 60}{3.5} + T_{PB}$	$SCFH = \frac{GPM \cdot 60}{7.5} + T_V$
Líquidos Clase II y III	$T_F \geq 100\text{ °F (37.8 °C)}$	$SCFH = \frac{GPM \cdot 60}{7.0} + T_{PA}$	$SCFH = \frac{GPM \cdot 60}{7.5} + T_V$

Tabla 2.10. Capacidad de Venteo Normal (Ver Tabla A10 del Anexo) ^[3, 15]



Con las capacidades requeridas de venteo en términos de pies cúbicos estándar por hora (SCFH), se puede recurrir a los catálogos de proveedores para seleccionar el tamaño del dispositivo que se adapta a las necesidades del proceso, el cual debe encontrarse dentro del rango de presión y vacío que se pueden aplicar al tanque, cuyos límites de operación se expresan en términos de pulgadas de agua y para las válvulas, en onzas por pulgada cuadrada.

2.4.1 Venteo de Emergencia [3, 15]

Además del venteo para condiciones normales, debe considerarse la condición anormal conocida como venteo de emergencia, causada por una excesiva presión interna debida a la evaporación del contenido por exposición del tanque al fuego; por ello, todos los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles deben contar con dispositivos de alivio de presión en condiciones de emergencia, con excepción de los que almacenan líquidos Clase IIIB de capacidad mayor a 285 bbl (45.3 m³) que no se encuentran en el mismo dique de contención o en la ruta de drenaje de tanques que almacenan líquidos Clase I y II.

Cualquier tanque atmosférico debe tener algún dispositivo que alivie la presión interna excesiva causada por exposición al fuego; excepto los tanques que almacenen líquidos Clase III B, ya que no necesitan venteo de emergencia si no están en el área del dique o en la ruta de drenaje de tanques que almacenan líquidos Clase I ó Clase II. Este dispositivo puede ser un techo flotante o un techo fijo con juntas frágiles que fallen antes que cualquier otra unión del tanque, o si es equipado con dispositivos de relevo de presión adecuados para evitar que la presión interna exceda la presión del diseño de tanque y cumpla con los requisitos del estándar API 2000 para venteo de emergencia. [5, 7, 15]

La capacidad de venteo de emergencia se puede determinar con las siguientes fórmulas:

$$CFH_E = 1.41 \times 10^6 \cdot \frac{A}{L\sqrt{M}}$$

Si $20 \text{ ft}^2 < A \leq 200 \text{ ft}^2$ de área húmeda

$$CFH_E = 14\,050\,650 \cdot \frac{A^{0.566}}{L\sqrt{M}}$$

Si $200 \text{ ft}^2 < A \leq 1000 \text{ ft}^2$ de área húmeda

$$CFH_E = 67\,919\,700 \cdot \frac{A^{0.338}}{L\sqrt{M}}$$

Si $1000 \text{ ft}^2 < A \leq 2800 \text{ ft}^2$ de área húmeda

$$CFH_E = 1107 \cdot A^{0.82}$$

Si $A > 2800 \text{ ft}^2$ de área húmeda

donde:

CFH_E = Venteo de emergencia requerido, en ft^3/h a 14.7 psia y 60 °F (101.3 kPa y 1.6 °C)

A = Área húmeda del tanque (ft^2)

L = Calor latente de vaporización del producto almacenado (btu/lb)

M = Masa molecular del producto almacenado

El área húmeda del tanque (A) es la superficie de la pared comprendida desde el fondo hasta 30 ft (9 m) de altura del tanque, calculada como la superficie de un cilindro.

$$A = \pi \cdot D \cdot H$$

donde: A = Área expuesta del tanque (ft^2)

D = Diámetro del tanque (ft)

H = Altura del tanque ≤ 30 (ft)

El flujo de aire requerido para venteo (CFH), debe multiplicarse por alguno (solo uno) de los siguientes factores de reducción si el tanque cuenta con protección como se indica a continuación:

0.15 Si cuenta con aspersión de agua según NFPA 15 y aislamiento de acuerdo al punto 2.1.4 de este capítulo.

0.30 Si se utiliza aislamiento de acuerdo al punto 2.1.4 de este capítulo.

0.30 Si cuenta con aspersión de agua según NFPA 15 y drenajes para contención remota, de acuerdo a NFPA 30.

0.5 Si en tanques con $A > 200 ft^2$, se cuenta con drenajes para contención remota, según NFPA 30.

El venteo de emergencia se puede reducir un 50% mas, para tanques que almacenan líquidos miscibles o inmiscibles en agua cuyo calor y velocidad de combustión son menores o iguales al del etanol [11,548 Btu/lb y 0.000626 lb/ft²s (26.8 MJ/kg y 0.015 kg/m²s)] y no existe riesgo potencial de exposición a fuego causado por líquidos diferentes a estos. En ningún la reducción de los factores anteriores debe ser menor a 0.15.

Cuando el relevo de emergencia se confía solo a dispositivos de relevo de presión, la capacidad total del venteo normal y de emergencia debe ser suficiente para prevenir la ruptura de unión de la envolvente con el fondo. Este dispositivo debe ser hermético al vapor, y puede ser una tapa de entrada de hombre de auto cierre, una con pernos largos que le permitan subir cuando exista presión interna, válvulas de relevo adicionales o una más grande (ver figura 2.22)

2.4.2 Corrección por Densidad del Vapor ^[5]

La densidad del vapor es un factor muy importante en la selección apropiada de una válvula de venteo, arrestador de flama o venteo de emergencia y se expresa generalmente en términos de pies cúbicos estándar por hora (SCFH). Bajo las mismas condiciones de temperatura y presión, un venteo manejará una cantidad menor de un vapor mas pesado que de uno ligero; bajo la relación matemática siguiente:

$$CFH = \frac{SCFH}{\sqrt{W_v}}$$

donde:

CFH = Capacidad de venteo corregida por la densidad del vapor

SCFH = Capacidad de venteo nominal en condiciones estándar

W_v = Densidad del vapor (aire = 1)

2.4.3 Corrección por Temperatura ^[5]

La temperatura es un factor a considerar cuando se dimensiona una válvula de respiración, arrestrador de flama o venteo de emergencia. Existe una relación entre la temperatura y la velocidad de flujo a través de una abertura. La capacidad de los dispositivos de relevo se establece generalmente en términos de pies cúbicos de aire por hora a 60°F. A temperaturas más altas, el mismo dispositivo manejará una menor cantidad de aire. Éste factor debe aplicarse a la capacidad nominal del dispositivo; esta relación se expresa con la siguiente fórmula:

$$K_T = \sqrt{\frac{T_{\text{CONDICIONES ESTANDAR}}}{T_{\text{CONDICIONES OPERACION}}}}$$

donde:

T = Temperatura absoluta

K_T = Factor de corrección de temperatura

La corrección por temperatura y densidad del vapor proveen al mismo tiempo un factor de seguridad adicional para el dimensionamiento de los venteos.

Una vez que se determina la capacidad adecuada del dispositivo de venteo, es necesario que éste cuente con una etiqueta que contenga los datos de la presión a la que abre el dispositivo, la capacidad de flujo en posición totalmente abierta, y la capacidad de flujo a la presión última, así como la capacidad de flujo a 2.5 psig (17 kPa_A)^[5].

2.4.4 Arrestadores de flama

La función de un arrestador de flama es reducir la velocidad de la flama y evitar su propagación al interior del tanque, absorbiendo y disipando el calor del lado exterior hasta antes del punto de ignición de los vapores en el lado o interior del arrestador (Figura 2.21).

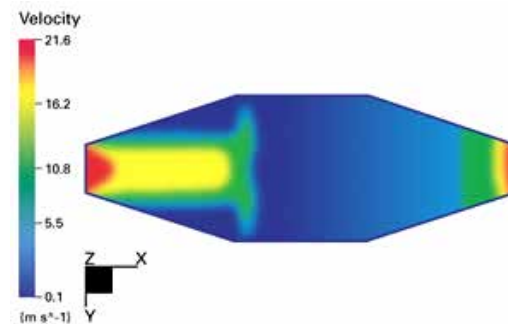


Figura 2.21 Velocidad a través de un Arrestador de Flama

Para lograr esto, el área de la superficie metálica debe ser suficiente para absorber el calor, y el metal poseer una alta conductividad térmica (Figura 2.22). Los tanques que almacenan líquidos Clase I (Inflamables), deben ser provistos de arrestadores de flama en todas las aperturas del tanque. Cuando existen condiciones especiales que ocasionen la generación de vapores, que puedan formar mezclas inflamables, como la exposición del combustible al ambiente u operaciones como el calentamiento de aceites pesados y líquidos Clase II y III (Combustibles), se recomienda el uso de arrestadores de flama. ^[5]



Figura 2.22. Arrestador de Flama

2.5 Protección de Tanques de Almacenamiento Atmosférico contra la Corrosión

La corrosión del acero es responsable directa del deterioro de materiales, equipos e instalaciones industriales, de los daños indirectos que provoca y de los inconvenientes técnicos y económicos que implica su reemplazo. El acero se corroe debido a que la superficie de su micro estructura metálica permite la creación de ánodos y cátodos que se alternan con el tiempo y que ponen en marcha el proceso de corrosión electroquímica, avanzando uniformemente por la superficie del metal, o concentrándose en algunos puntos produciendo picaduras. Para que la corrosión se desarrolle es suficiente la humedad que condensa de la atmósfera, las sustancias procedentes de la polución urbana e industrial y la salinidad en áreas costeras, o bien, el efecto combinado de factores como los contaminantes en el suelo o el agua, corrientes vagabundas provenientes de sistemas de protección catódica mal diseñados o dañados, etc.

La intensidad y velocidad de la corrosión depende en gran medida de la composición del medio acuoso (electrolito) en contacto con el acero. ^[18] Muchas de las fallas mecánicas y por corrosión en el fondo de los tanques se deben al asentamiento de los tanques a través del tiempo, que permite que el agua, penetre debajo del tanque y provoque la corrosión del fondo y la erosión de la cimentación, durante años sin que nadie tenga conocimiento de ello.

Para mejor comprensión, se definen cuatro categorías básicas de corrosión en los tanques de acero:

- Corrosión exterior o atmosférica
- Corrosión interna en la parte del producto
- Corrosión interna en la parte del espacio vapor
- Corrosión interna y/o externa del fondo

Resulta obvio mencionar lo costoso de la recuperación de un tanque de almacenamiento después de haber colapsado parte de su estructura por la pérdida de estabilidad de alguna parte de la pared debido a la disminución del espesor de la placa por la corrosión del acero, si a dicho depósito no le fue realizado el mantenimiento adecuado donde se le aplicara un recubrimiento que le permitiera prestar el servicio para el que fue diseñado (Figura 2.23). [19]



Figura 2.23.- Efectos de la Corrosión en Tanques de Almacenamiento sin Protección [18]

Debido a que la especificación de grandes tolerancias por corrosión no es una opción económicamente aceptable, los métodos más empleados para reducir la corrosión consisten en aplicar una corriente eléctrica de protección contraria a la de corrosión (protección catódica) y el aislamiento eléctrico de los elementos a proteger por medio de sistemas de recubrimientos a base de pinturas especiales (protección pasiva). [19]

2.5.1 Prevención de la Corrosión por Protección Catódica.

Esta técnica convierte la superficie del metal a proteger en el cátodo de una celda electroquímica. La generación de una corriente eléctrica exterior, que regresa por la superficie de la estructura a proteger, consigue modificar el potencial de ésta respecto al medio, situarlas en una zona de inmunidad, eliminando las reacciones de corrosión y protegiendo la estructura de acero aún en un medio ácido sin sufrir deterioro durante el tiempo que actúa la protección. [19]

Este sistema constituye el complemento más eficaz para la protección pasiva con recubrimientos, ya que la corrosión concentrada producida por fallas del recubrimiento se anula por la presencia de la corriente de protección. La protección catódica se puede aplicar, de acuerdo a los requerimientos de protección, mediante dos tipos de sistemas, a saber, los ánodos galvánicos (se consumen) y ánodos de corriente impresa (no se consumen).

Ánodos de Sacrificio

Consiste en enterrar directamente en el suelo varios ánodos galvánicos en forma de barra, rodeados de una mezcla química y empacados en sacos especiales, cuyo potencial de reducción es menor al del acero, y por efecto de pila galvánica, se consume el ánodo, protegiendo el acero (Figura 2.24a). Los metales utilizados en ánodos de sacrificio son el Zinc y el Aluminio para agua de mar, y el Magnesio o el Zinc para suelo o agua dulce^[20]. Las principales características de los ánodos de sacrificio son:

- No necesita una fuente de energía eléctrica externa.
- Fácil instalación y posibilidad de aumentar la capacidad de protección.
- No se necesita un control automático del sistema, solamente la lectura de potencial.
- Baja posibilidad de problemas por sobreprotección.
- Es fácil obtener distribuciones uniformes de potencial en una estructura.
- Mejores resultados en estructuras bien recubiertas que necesiten bajas corrientes de protección.
- Sólo se pueden emplear en medios de bajas resistividades (< 30 ohm m).
- Deben instalarse en tanques de dimensiones relativamente pequeñas.

Corriente Impresa

Consiste en obtener la corriente eléctrica de protección, a partir de una fuente externa, que puede ser un suministro de corriente alterna, a través de un rectificador o de energía fotovoltaica o eólica. Una instalación de protección por corriente impresa consta de un rectificador o unidad central de potencia (UCP), un lecho de ánodos dispersor de la corriente en el medio conductor (suelo, agua) y conductores de unión para el polo positivo del rectificador al lecho de ánodos, y desde el polo negativo a los elementos a proteger (Figura 2.24b). ^[19]

Los ánodos están hechos de grafito, hierro fundido con alto contenido de silicio, metales platinizados, magnetita y mezclas de óxidos metálicos, entre otros. Estos ánodos se instalan desnudos con material de relleno especial (grafito pulverizado) localizados en camas o distribuidos cerca, debajo o alrededor, del tanque a proteger. ^[20] Las características principales de este tipo de protección catódica son: ^[19]

- Se puede tener tensiones altas, proteger grandes superficies, aún sin pintar, en medios de alta resistividad.
- Pueden controlarse las prestaciones del sistema, ajustando la corriente de salida.
- Con el uso de sistemas automáticos, se evita la sobreprotección.
- La centralización del lecho de ánodos facilita la instalación y los trabajos suplementarios.
- Permiten el control y seguimiento de la protección, almacenar medidas periódicas de forma automática.
- Necesitan una fuente de energía externa.
- Cuando el sistema está mal ajustado existe la posibilidad de sobreprotección y los daños que ésta ocasiona.
- Existe el riesgo de corrosión acelerada por corrientes vagabundas si la conexión al polo negativo se deteriora.

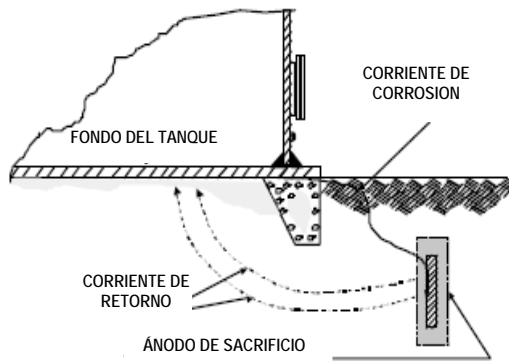


Figura 2.24a. Ánodos de Sacrificio [20]

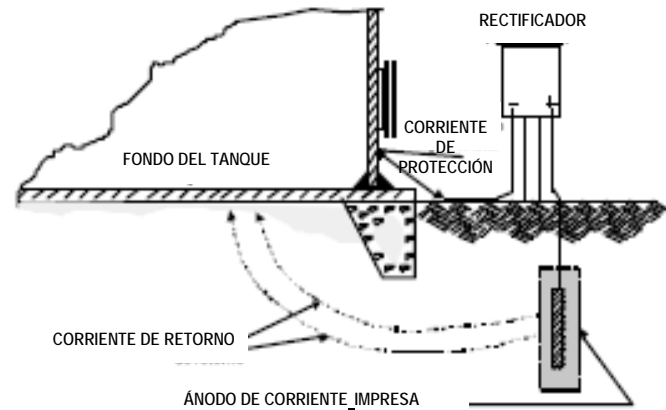


Figura 2.24b. Corriente Impresa [20]

Los siguientes factores influyen en la selección del sistema de protección catódica:

- Tamaño y número de tanques a proteger
- Condiciones del suelo (resistividad, composición química, ventilación y pH)
- Ampliación o desarrollo futuro del área de tanques de almacenamiento
- Costos de instalación, operación y mantenimiento del sistema de protección catódica

El criterio final de decisión del tipo de protección catódica a utilizar, resulta del estudio técnico-económico de ambos sistemas para el tanque o conjunto de tanques en cuestión, pues además de que sistema de protección catódica seleccionado deberá permitir una protección adecuada contra la corrosión, debe tener los menores costos de operación, mantenimiento e instalación. [20] Es importante hacer notar que la protección catódica externa no tiene efecto en la corrosión interna, ya que el contenido de un tanque de almacenamiento puede influir en la corrosión del fondo. Los tanques de almacenamiento que cuentan con calentamiento del producto pueden requerir un incremento en la densidad de corriente para lograr una protección adecuada sobre la superficie externa del fondo. [20]

2.5.2 Prevención de la Corrosión por Protección Pasiva.

La protección pasiva implica la separación eléctrica entre el metal y el electrolito en la pila de corrosión; los sistemas más empleados se basan en el aislamiento de los elementos de acero mediante materiales dieléctricos, evitándoles entrar en contacto con el medio conductor (agua, suelo, aire húmedo). Este método es el más empleado para la protección de materiales en cualquier medio, siendo prácticamente el único utilizado para evitar la corrosión ambiental, basado en pinturas, recubrimientos plásticos, encintados y otros materiales que aseguran este aislamiento.

Los recubrimientos protegen de la corrosión a las superficies de acero, interponiendo una película de varias milésimas de pulgada (o micrómetros, μm) de espesor entre la superficie del acero y el ambiente que lo rodea. La vida de servicio y la efectividad de un recubrimiento depende de un cierto número de factores, entre los más importantes se encuentran: ^[18]

- El sustrato. Naturaleza y estado de la superficie en el momento de iniciar la aplicación del recubrimiento.
- El ambiente. Es un factor de suma importancia, sobre el que se tiene muy poca influencia.
- Preparación de la superficie. De este punto depende en su mayor parte la eficacia del recubrimiento.
- La calidad de la pintura. Este factor depende de la aplicación en cuestión.
- La selección y combinación del tipo de pintura en un sistema de recubrimiento.
- La aplicación, en lo concerniente a operarios, equipos y condiciones microclimáticas durante el pintado y secado de la pintura.
- El espesor total de película del sistema de recubrimiento.

Cualquier contaminante que se encuentre sobre la superficie impedirá el íntimo contacto entre el acero y la pintura, disminuyendo su capacidad protectora, o causando que se desprenda después de cierto tiempo, debido a reacciones químicas aún después de aplicada la pintura, produciendo corrosiones prematuras.

La presencia de defectos mecánicos inherentes al propio acero o derivados de la construcción de la estructura a pintar como exfoliaciones, picaduras de corrosión, cordones de soldadura rugosos, etc., que no se preparan adecuadamente antes de pintar, pueden provocar fallos prematuros del sistema protector. ^[18] Por lo anterior, se los siguientes criterios de preparación de superficies utilizados generalizadamente para tanques de acero se pueden aplicar.

Eliminar el óxido de toda la superficie de acero al carbono mediante chorreado abrasivo (SAND BLAST), de acuerdo al requerimiento específico, al grado Sa 2 ½ (Metal Casi Blanco) o grado Sa 3 (Metal Blanco) de la norma ISO 8501 (o su homóloga sueca SIS 055900), debiendo utilizarse el patrón fotográfico comparativo de dicha norma. Después del chorreado todo el polvo debe ser eliminado mediante aspiración, soplado con aire comprimido o cepillado.

Como máximo seis horas después del chorreado del acero (sandblasteado), se deberá aplicar la capa de primario. Durante este período verificar que no se produzcan condensaciones sobre el metal (Punto de Rocío). Si además en dicho intervalo se apreciase zonas con presencia de aceite, grasa, cera, etc., limpiar mediante lavado con agua dulce y detergentes orgánicos. Todo acero sandblasteado y no pintado en ese período de tiempo, deberá ser chorreado de nuevo.

Sistemas de Recubrimiento Anticorrosivo

Los sistemas de recubrimiento se componen por varias capas que reciben distintos nombres:

- Recubrimiento Primario.- Es la capa de pintura que se encuentra en contacto directo con el acero.
- Capas intermedias.- Las que se aplican sobre el primario para aumentar el espesor e impermeabilidad sin aumentar innecesariamente el costo del sistema.
- Acabado.- Es el que está en contacto con el medio, es el responsable del aspecto y color final del sistema. Tienen un efecto impermeabilizante, pues su estructura es más compacta que la del primario.

Para proceder a la aplicación de los sistemas de recubrimiento anticorrosivo, es necesario pintar el tanque una vez que esté terminada toda la obra de acero del tanque y de las zonas colindantes, a fin de evitar exponer el recubrimiento a los daños por el calor generado durante trabajos posteriores de soldadura, quemaduras, daños mecánicos, etc. Lo anterior deriva del hecho que cualquier reparación o retoque de las zonas pintadas implica una disminución en la resistencia química del sistema de recubrimiento. [18]

2.6. Color Exterior de Tanques de Almacenamiento [22]

Aquellos tanques de almacenamiento que requieren evitar absorber energía solar, como líquidos inflamables, pueden ser pintados exteriormente de color blanco brillante 002 (Figura 2.25).



Figura 2.25. Tanques de Almacenamiento que Requieren Color Reflejante de la Radiación Solar

Los tanques que almacenan líquidos combustibles, como combustóleos y residuales de refinación (C-26 a C-60) y aquellos que almacenan productos con peso específico mayor o igual a 0.9, que no estén aislados térmicamente y que cuenten con dispositivos de calentamiento para mantener el producto almacenado a una temperatura mayor de 60°C, deben ser pintados exteriormente de color negro mate 001 (Figura 2.26), con el propósito de absorber la energía solar radiante y promover la disminución de costos provenientes del empleo de medios de calentamiento y facilitar las operaciones de bombeo de estos materiales.



Figura 2.26. Tanques de Almacenamiento que Requieren Color Absorbente de la Radiación Solar

En los tanques de almacenamiento que cuentan con aislamiento térmico externo, la superficie del aislamiento no debe pintarse, si no está expuesta a algún medio particularmente corrosivo, en cuyo caso el color del sistema anticorrosivo aplicado debe ser blanco brillante (002).

2.7 Identificación de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Los tanques de almacenamiento deben contar con una placa de identificación de un metal resistente a la corrosión, cuyas letras y números sean mayores de 4 mm de alto, deberá estar unida a la pared del tanque, sobre o en la placa de refuerzo de una entrada de hombre. El aspecto de esta placa es similar a la que se muestra en la Figura 2.27. [7]

API STANDARD 650			
APÉNDICE	<input type="text"/>	AÑO DE CONSTRUCCION	<input type="text"/>
EDICIÓN	<input type="text"/>	NUMERO DE ADDENDUM	<input type="text"/>
DIÁMETRO NOMINAL	<input type="text"/>	ALTURA NOMINAL	<input type="text"/>
CAPACIDAD NOMINAL	<input type="text"/>	TEMP. DE DISEÑO DEL METAL	<input type="text"/>
PESO ESPECIFICO DE DISEÑO	<input type="text"/>	TEMP. MÁXIMA DE OPERACION	<input type="text"/>
PRESION DE DISEÑO	<input type="text"/>	RELEVADO DE ESFUERZOS	<input type="text"/>
NUMERO DE SERIE	<input type="text"/>	NUMERO DE SERIE	<input type="text"/>
		TAG	<input type="text"/>
FABRICADO POR	<input type="text"/>		
ARMADO POR	<input type="text"/>		
ANILLO DE LA PARED		MATERIAL	

Figura 2.27. Placa de Identificación

Se recomienda identificar el producto almacenado en tanques atmosféricos, utilizando un sistema formado por dos conjuntos gráficos descritos en los siguientes incisos:

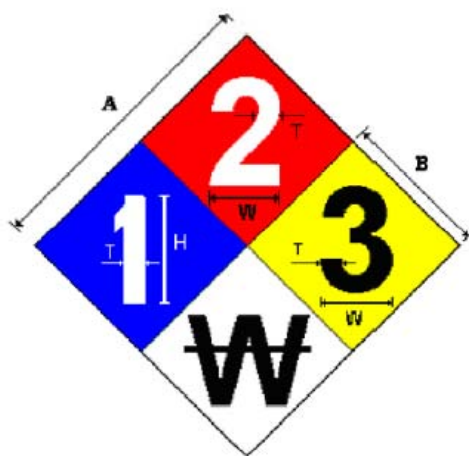
- El primero, ubicado en el techo del tanque con el TAG de identificación del mismo, pintado sobre un rectángulo de color que identifique el grupo al que pertenece el producto almacenado, repitiendo el conjunto un número de veces igual al de frentes de ataque que posea el tanque.
- El segundo, localizado en la pared aproximadamente a 20 in (50 cm) sobre el nivel superior de la boquilla de descarga del tanque, que indique el nombre del producto, la capacidad (bbl y m³) y la señalización de peligros asociados con el producto. Este conjunto gráfico no debe quedar oculto, sino que debe ser claramente visible desde el (los) acceso(s) o puesto(s) de operación correspondiente(s).

El color característico del grupo de productos que se puede utilizar para identificar el contenido del tanque se muestra en la siguiente descripción [22]:

- Líquidos inflamables, con el color violeta 601 (265 C del P.M.S.).
- Líquidos combustibles, con el color es el café 502 (146C del P.M.S.).
- Pesados (asfaltos, combustóleos, residuos primario y catalítico), color negro 001 (Black C del P.M.S.).

2.7.1 Identificación de Riesgos para Líquidos Almacenados en Tanques Atmosféricos

En todos los tanques de almacenamiento debe indicarse el grado de riesgo de acuerdo a la clasificación presentada en la Figura 2.28 y la información presentada en las Tablas A11 y A12 del Anexo.



Dimensiones:

- A Longitud por lado del rombo principal
- B Longitud por lado de los rombos internos
- T Espesor del dígito
- W Ancho del dígito
- H Altura del dígito

Colores:

- Salud.- Color Azul (Rombo Izquierdo)
- Inflamabilidad.- Color Rojo (Rombo Superior)
- Reactividad.- Color Amarillo (Rombo Derecho)
- Especial.- Color Blanco (Rombo Inferior)

Figura 2.28. Rombo de Señalización de Riesgos en Tanques de Almacenamiento

2.8 Generación de Electricidad Estática en Tanques de Almacenamiento

La generación de electricidad estática se debe principalmente, a la fricción entre las moléculas de los líquidos en movimiento. Cuando un líquido fluye, los electrones de las áreas de contacto son atraídos por la superficie de la tubería, las moléculas forman dipolos momentáneos de carga positiva, y fluyen arrastradas por la turbulencia, así como las cargas negativas a través de la tubería, debido a la atracción natural entre cargas opuestas.

Si la corriente de líquido cargada positivamente entra a un tanque, se induce en la pared interior una carga igual pero de signo negativo, en tanto que en la pared exterior también se induce una carga igual pero de signo positivo. Esta carga del exterior proviene de la separación de cargas provocadas en la pared interior al quedar expuesta al campo electrostático creado por la entrada de líquido cargado. La cantidad de electricidad estática generada depende primordialmente de la velocidad del flujo, turbulencia del líquido y superficie de las áreas en contacto.

La carga electrostática en una tubería se incrementa con la longitud hasta un valor límite máximo que depende de la velocidad del flujo. ^[24] por ello se estableció el criterio de la velocidad máxima de alimentación de 3 ft/s. De acuerdo a la norma oficial mexicana NOM-022-STPS-1999, donde se almacenen, manejen o transporten sustancias inflamables que empleen materiales, sustancias o equipos capaces de almacenar o generar cargas eléctricas estáticas o que estén ubicados en una zona donde puedan recibir descargas eléctricas atmosféricas, se deben instalar sistemas de tierras, sistemas de pararrayos, equipos y dispositivos para proteger al centro de trabajo de la acumulación de cargas eléctricas estáticas y descargas eléctricas atmosféricas; todo ello con equipo y materiales a prueba de explosión. ^[25]

2.8.1 Protección de Tanques de Almacenamiento contra Descargas Eléctricas Atmosféricas

El API-2003 establece que un tanque de almacenamiento puede ser utilizado como elemento receptor del rayo cuando la pared del tanque tiene un espesor mínimo de 5 mm. ^[26, 48] Como el espesor del tanque varía con la altura y el espesor mínimo del tanque se encuentra en la parte más alta, con valores alrededor de 3/8" (95 mm). Este valor es mucho mayor al requerido por las normas mencionadas, siempre y cuando no exista corrosión, fisuras o debilitamiento del espesor que pueda, ante la circulación de la corriente del rayo, permitir la penetración del arco eléctrico al momento de golpear el cuerpo del tanque. ^[26, 48] El sistema auto-protegido se basa en el espesor de la estructura para soportar un evento de rayo directo, en un plano equipotencial y el riesgo de descargas eléctricas locales, cuando se satisfacen los siguientes requerimientos básicos:

- Interconectar las redes de tierra locales de los tanques con el fin de obtener una red general y lograr así una superficie lo más equipotencial posible.
- Obtener una superficie equipotencial en los elementos constitutivos del tanque, a través de uniones metálicas efectivas y permanentes entre el cuerpo del tanque y el techo flotante, si existe.
- Asegurar mediante revisiones periódicas, que la operación del sello perimetral de techos flotantes sea la adecuada, para evitar la generación de mezclas explosivas.

2.8.2 Áreas Peligrosas en Tanques de Almacenamiento Atmosférico ^[27]

Debido a que las emisiones de vapores ocurren en operaciones de llenado y succión del tanque, o por cambios atmosféricos de temperatura y presión, es evidente que existen mezclas explosivas en alguna parte de un tanque que maneja líquidos inflamables, generando la existencia de áreas peligrosas con riesgo de incendio y/o explosión. Las áreas peligrosas son aquellas en las cuales la atmósfera contiene suficiente cantidad de vapores inflamables, gases ó polvos combustibles, capaces de formar mezclas explosivas, o de fácil ignición.

La NFPA 70 divide las áreas peligrosas en Clases (estado físico), Divisiones (grado de peligrosidad) y Grupos (tipo de sustancia). La determinación de la extensión de las áreas peligrosas se basa en el NEC y el API RP-500, donde se indican los límites a que se confina la atmósfera peligrosa, producida por una fuente de peligro bajo diferentes condiciones, ver Figura 2.29.

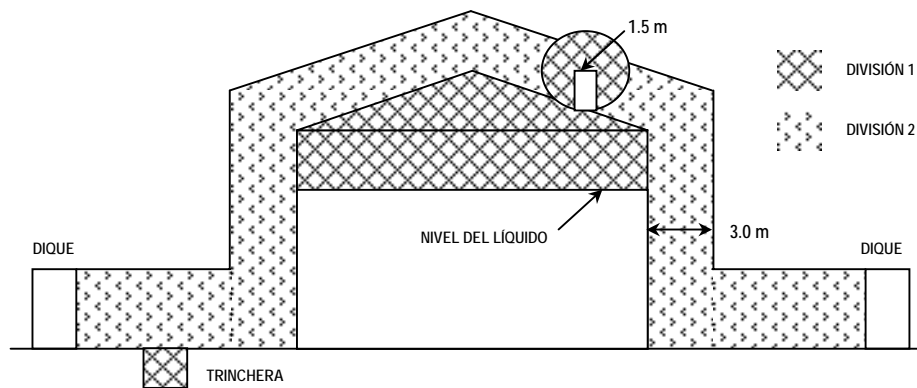


Figura 2.29. Áreas Peligrosas en Tanques de Almacenamiento Atmosférico

De acuerdo a lo anterior, los tanques de almacenamiento quedan comprendidos en la siguiente clasificación:

CLASE I.- Aquellas en las cuales están, ó pueden estar presentes gases o vapores inflamables en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas ó inflamables. A su vez esta clase se subdivide en las dos siguientes:

Divisione 1.- Áreas en las cuales existe en forma continua, periódica o intermitente en condiciones normales de funcionamiento, concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables, como puede ser un radio de 1.5 m alrededor de las boquillas de los venteos del tanque, el espacio vapor de los tanques de techo fijo y las trincheras que alojan tuberías dentro de los diques de contención.

Divisione 2.- Aquellas áreas en las cuales se manejen, ó empleen líquidos o gases inflamables en recipientes o sistemas cerrados, pero en los cuales, dichos líquidos o gases, pueden escapar solamente en caso de una ruptura accidental ó en caso de funcionamiento anormal del equipo.

Todos los espacios adyacentes a la Clase I, División 1, y los locales Clase I, División 1, perfectamente ventilados también pertenecen a la Clase I División 2. Estas áreas corresponden al espacio de 3 m que rodea el cuerpo del tanque de almacenamiento y el volumen correspondiente a la altura interna del dique de contención.

Grupo D.- Compuestos líquidos inflamables y/o combustibles con puntos de autoignición alrededor de 280 °C.

2.8.3 Instalaciones Eléctricas en Áreas de Almacenamiento

Para las zonas de la Clase I, División 1, considerar equipo eléctrico a prueba de explosión (NEMA 7), aprobado para el tipo de atmósfera (grupo) en que vaya a utilizarse. En el caso en que se tenga equipo de medición, relevadores, transformadores de control ó cualquier otro instrumento, se deben colocar dentro de condulets NEMA 7. Para las áreas de la Clase I División 2, todo el equipo eléctrico en donde se produzcan arcos, chispas o altas temperaturas deberá ser NEMA 7, no así en cajas de conexiones, codos, dispositivos que tengan sus contactos sumergidos en aceite y motores del tipo jaula de ardilla, donde pueden emplearse del tipo para uso general. [27]

El cableado eléctrico, de instrumentación y control que se localice en el interior de los diques de contención, debe ser del tipo estándar y alojarse en tubería conduit metálica, galvanizada, cédula 40, Clase 1 División 2, atornillado en las cajas de los equipos eléctricos o en los acoplamientos, cumpliendo con lo establecido en la normatividad correspondiente, para prevenir la acumulación de humedad o entrada de líquidos, gases o vapores a su interior. [48]

2.9 Mantenimiento e Inspección de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Cuando un tanque de almacenamiento atmosférico es diseñado y construido adecuadamente, puede dar servicio muchos años sin problemas, y en algunos casos virtualmente sin mantenimiento; sin embargo, no se debe asumir que un tanque esta en buenas condiciones por su aspecto exterior, sino que es necesaria una inspección periódica para determinar el tipo, ubicación y grado de los posibles daños que pudiera presentar, imperceptibles a simple vista.

En épocas más recientes, las fallas en tanques de almacenamiento han ocurrido en una gran diversidad de formas que van desde explosiones de vapores inflamables dentro de un tanque atmosférico hasta fracturas de las placas de acero. En algunos casos, al realizar reparaciones en tanques atmosféricos, los trabajadores que introducen alguna fuente de ignición, han ocasionado accidentes que cobran la vida de algunos, lesionan a otros, e imponen un considerable costo económico en forma de daños a las instalaciones, al ambiente y el derrame de producto. [29]

De acuerdo a lo señalado en los párrafos anteriores, el mantenimiento de tanques existentes, incluyendo intervalos apropiados de inspección y mantenimiento es crucial. La experiencia demuestra que la falta o deficiencia de la inspección de tanques ha resultado y continuará resultando en fallas de los tanques, consecuencias negativas para el medio ambiente y la pérdida de vidas humanas.

Ante lo cual, las empresas propietarias de estos equipos resultan de forma ineludible responsables legalmente ante eventos de esta naturaleza. En la actualidad los tanques atmosféricos que se diseñan de acuerdo a los estándares actuales (API 650) pueden durar décadas sin incidentes, si se pone atención en la ejecución de un plan de inspección, acompañado de un plan de mantenimiento para asegurar su servicio ininterrumpido. Las áreas que deben someterse a revisión deben incluir por lo menos las siguientes: ^[29]

- **Construcción.**- Existen estándares y códigos de construcción disponibles que establecen prácticas para el diseño y la construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos (API 650).
- **Seguridad.**- Para las instalaciones de almacenamiento, los términos “trabajo en caliente” y “espacio confinado” siempre serán aspectos de especial atención para los propietarios de tanques de almacenamiento y a los contratistas que desempeñen trabajos en estas áreas; la NFPA, la OSHA, el API, la STPS y otras organizaciones ofrecen pautas y estándares que deben seguirse siempre.
- **Inspección y mantenimiento.**- Estándares como el API-653 proporcionan procedimientos probados para la inspección y mantenimiento periódicos de tanques de almacenamiento en servicio.

Para efectuar la revisión de tanques existentes, se debe realizar un estudio que comprenda inspección visual, con instrumentación y/o equipo especializado, según el API-653, mediante un programa elaborado anualmente en cada centro de trabajo. Los elementos del tanque que deben revisarse durante la inspección son: ^[30]

Escaleras.- Inspección visual y mediante el método de martilleo y rasqueteo, para tratar de localizar daños por corrosión y/o partes rotas, verificando su estado físico. Verificar desgaste por uso o corrosión de los peldaños, además que no presenten corrosión ni grietas los cordones de soldadura. Verificar que no faltan partes de los pasamanos.

Protección anticorrosiva.- Verificar el estado de la misma, si presenta desprendimientos que dejan áreas de metal expuesto a la corrosión externa, o si presenta ampollamientos y/o puntos de corrosión.

Anillos de cimentación.- Revisión visual sobre posibles roturas o cuarteaduras; así como mediante el método del rasqueteo, detectar grietas que puedan poner en riesgo la base del tanque.

Boquillas.- Revisar que las boquillas localizadas en la parte inferior de los tanques de almacenamiento se encuentren en condiciones adecuadas para el servicio de almacenamiento que se pretende dar a los tanques.

Conexiones a tierra.- Inspeccionar estas conexiones, principalmente en los puntos donde penetran al suelo y donde se conectan al tanque, verificando que no existan puntos de corrosión.

Venteos.- Revisar el estado y funcionamiento de las válvulas de presión-vacío y arrestadores de flama para determinar la confiabilidad de las mismas [33].

Instrumentación.- Revisión del estado de la instrumentación; alarma y medición de nivel, medidores de presión, etc.

Pared de los tanques.- Con una inspección visual se hará evidente si el tanque esta abombado o desplomado. Debe tenerse en consideración que siempre hay una pequeña desalineación en la proximidad de una junta soldada y un pequeño desplomo del tanque desde su erección.

Techos de los tanques.- Una inspección visual y martilleo de los techos determinará la magnitud de las áreas corroídas.

Esta revisión debe ser complementada con una inspección preventiva de riesgos que incluya muros de contención, drenajes, protección contraincendio, etc. Al realizar la inspección interior deben tomarse todas las medidas de seguridad que marcan las normas correspondientes, como son: verificación de gases y toxicidad, revisión de herramientas, revisión de equipo de seguridad. Una inspección visual general, es el primer paso de la inspección interior. Por razones de seguridad, se recomienda que el techo y la estructura en que se apoya, se examine en primer lugar. Enseguida la pared del tanque y posteriormente el fondo del tanque.

Revisar ocularmente el estado físico de las placas por el interior del tanque, buscando deformaciones, fracturas, zonas con corrosión, debiendo registrar el tipo, localización y magnitud del daño observado. De acuerdo con las características del tanque y del producto almacenado, las zonas del tanque con mayor probabilidad de defectos localizados son:

- Áreas dañadas en el fondo del tanque.
- Áreas dañadas en cada uno de los anillos.
- Áreas dañadas en soporte de techo.
- Áreas dañadas en todas las boquillas.

Todas las placas del fondo deben probarse mediante martilleo. Ejecutando la prueba en toda la superficie del fondo con el objeto de que las áreas adelgazadas por la corrosión sean detectadas por la vibración, rebote, sonido y huellas producidas por el martilleo. Al mismo tiempo tratar de localizar en las placas del fondo cavidades producidas por la corrosión; pues con el martilleo, tiende a salir el sedimento de las cavidades y entonces pueden descubrirse mas fácilmente. Asimismo, deben calibrarse ultrasónicamente las siguientes áreas del tanque:

- Soldaduras.
- Boquillas, conexiones y Niplería.
- Estructuras internas.
- Dispositivos de calentamiento.
- Accesorios del tanque.
- Recubrimiento anticorrosivo.

Pruebas.- Cuando se efectúen reparaciones en el cuerpo, techo o fondo del tanque, boquillas, etc., deberán realizarse las pruebas neumáticas y/o hidráulicas al fondo, pared, techo, pontones y cubierta de techos flotantes. Cada tanque debe tener una bitácora de mantenimiento completa, en la cual se permitirán programar los trabajos de mantenimiento y hacer las recomendaciones que deban observarse en inspecciones subsecuentes. Otro aspecto que debe verificarse se relaciona con tolerancias respecto a cuatro parámetros de estabilidad estructural:

Verticalidad.- Para que los tanques cilíndricos verticales tengan una apariencia aceptable, integridad estructural y permitan una funcionalidad propia del techo flotante y el sello (si lo hay). El estándar API-653, indica que el desplome máximo de la parte superior del cuerpo con respecto al fondo de la envolvente, no debe exceder de 1/100 del total de la altura del tanque, con un máximo de 127 mm (5 in).

Redondez.- El estándar API-653, indica que el radio medido a 1 ft (0.305 m) arriba de la soldadura del fondo-envolvente, no debe exceder de las siguientes tolerancias:

Diámetro del Tanque (ft)	Tolerancia del radio (in.)
$D < 40$ ft	$\pm 1/2''$
$40 \leq D < 150$ ft	$\pm 3/4''$
$150 \leq D < 250$ ft	$\pm 1''$
$D \geq 250$ ft	$\pm 1 1/4''$

La tolerancia del radio en las partes más altas que los 305 mm (1 ft) arriba de la soldadura del fondo-envolvente, no debe exceder de 3 veces las tolerancias dadas arriba.

Distorsión horizontal (Peaking).- El estándar API-653 indica, que con una regleta curva horizontal de 910 mm (36") de longitud, con radio igual al externo del tanque, la distorsión horizontal no excederá de 13 mm (1/2").

Distorsión vertical (Banding).- Con una regla de 910 mm (36") de longitud, las distorsiones verticales no excederán de 25 mm (1").

La integridad estructural del techo y el sistema de soporte (largueros, traveses, columnas y bases) se deben verificar para su reparación y/o reemplazo. La evaluación de la envolvente del tanque existente, debe ser coordinada por personal con experiencia en el diseño de tanques e incluir un análisis de la envolvente para las condiciones de diseño propuestas basadas en el material y el espesor de placa de la envolvente existente.

El análisis debe tomar en consideración todas las condiciones de carga anticipada y sus combinaciones, incluyendo: presión debida a la carga estática del líquido, presión interna y externa, carga de viento, carga sísmica, carga viva en el techo, carga de boquillas, asentamientos y cargas fijas. ^[30]

Las consideraciones presentadas en este capítulo constituyen algunos de los aspectos más relevantes en cuanto al diseño y utilización de los tanques de almacenamiento API 650, estas consideraciones son una recopilación de los lineamientos que establecen los principales estándares y normas que aplican en nuestro país; en un intento de proporcionar una herramienta donde se localicen estos aspectos, cuya información se encuentra relativamente dispersa en la literatura, y brindar una referencia a las normas y estándares aplicables si es necesario un mayor nivel de detalle.

En el siguiente capítulo se discuten los aspectos ambientales que implica la existencia de un tanque de almacenamiento atmosférico y se presenta el marco legal que debe considerarse y respetarse para procurar el menor daño al entorno debido a la presencia de un equipo de esta clase.

CAPITULO 3

CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Hasta los años 70, en los aspectos del desarrollo industrial no se aplicaban criterios ambientales para su funcionamiento, aunque había indicios de impactos crecientes sobre la contaminación atmosférica y la generación de residuos.^[31] En México, la industria petrolera en su conjunto ha tenido un impacto negativo en el ambiente. Durante mucho tiempo, nadie se preocupaba por el destino de los residuos generados, dando por hecho que la naturaleza limpiaba el ambiente.^[32]

Las actividades de la industria de transformación de hidrocarburos, presentan un severo potencial de contaminación ambiental por la emisión de humos, polvos, gases, vapores y de aguas residuales. El almacenamiento de crudo y sus derivados en tanques de almacenamiento tiene implícito el riesgo de derrames que pueden contaminar el suelo, el agua y la atmósfera, por ello es necesario asumir la obligación de proteger, controlar y restaurar el ambiente de las zonas donde existen instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos.^[33] Por ejemplo, dos de los lugares más contaminados por hidrocarburos en el país son La refinería "Lázaro Cárdenas" y el Pantano de Santa Alejandrina, Tabasco.

3.1 Legislación Ambiental Aplicable al Almacenamiento Atmosférico.

La Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente ^[34] es el instrumento fundamental que rige las autorizaciones de obras o actividades que pueden causar desequilibrios ecológicos o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o de reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente.

En el Título I, establece el fundamento de la Manifestación de Impacto Ambiental, en los Artículos 28, 31, y 35, y en su Reglamento en esta Materia los procedimientos específicos para llevarlo a cabo. En el Artículo 37 BIS establece la obligatoriedad de las Normas Oficiales Mexicanas en materia Ambiental y en su Artículo 38 establece el fundamento de la Auditoría Ambiental, cuyos procedimientos se encuentran en el Reglamento en dicha materia.

En el Título II, Artículo 46 define las áreas protegidas, en las cuales no es posible el desarrollo de instalaciones industriales.

En el Título IV, se define la protección al ambiente y en un principio se dan las disposiciones generales, prevención y control de la contaminación de la atmósfera, de la contaminación del agua y de los ecosistemas acuáticos, prevención y control de la contaminación del suelo, actividades consideradas como altamente riesgosas, así como también materiales y residuos peligrosos, ruido, vibraciones, energía térmica y lumínica, olores y contaminación visual, en este título están comprendidos los aspectos relativos a las instalaciones de almacenamiento atmosférico.

Se menciona particularmente en los Artículos 109 BIS, 110, 111, 111 BIS y 113 los aspectos de la contaminación de la atmósfera; en sus Artículos 117, 118, 120, 121, 122, 123 y 124 lo relativo a la contaminación del agua y en los Artículos 134, 136 y 147 establece la regulación sobre la contaminación del suelo. Adicionalmente, en los Artículos 150 y 151, se incluye la reglamentación sobre los residuos peligrosos.

Los artículos mencionados, son aplicables a actividades de la industria petrolera, como lo es el almacenamiento, que pueden causar desequilibrios ecológicos graves o irreparables, daños a la salud pública o a los ecosistemas, o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones jurídicas relativas a la preservación del equilibrio ecológico y la protección al ambiente. De acuerdo a la legislación en materia ambiental citada anteriormente, se establece la obligación de presentar instrumentos básicos para administrar los riesgos ambientales que involucra el funcionamiento de las instalaciones industriales, especialmente los equipos de almacenamiento atmosférico, los cuales son:

- Manifestación de Impacto Ambiental.
- Auditoría Ambiental

3.1.1 Impacto Ambiental ^[35]

La LGEEPA prevé en su reglamento en materia de impacto ambiental, las medidas y pautas que se deben observar referentes al impacto que presenta una instalación que altera el entorno, como pueden ser los tanques de almacenamiento, se divide en siete capítulos y es obligación cumplir con lo que establece en cada uno de ellos.

- Capítulo 1.- Disposiciones generales, definiciones, y competencia de autorización para realizar actividades.
- Capítulo 2.- Procedimiento de evaluación de Impacto Ambiental.
- Capítulo 4.- Impacto Ambiental en áreas naturales protegidas de interés de la federación.
- Capítulo 6.- Registro de los prestadores de servicios para la realización de estudios de impacto ambiental.
- Capítulo 7.- Medidas de control, de seguridad y sanciones aplicables.

3.1.2 Auditoría Ambiental

La auditoría ambiental surge de la necesidad de verificar la contaminación del aire, agua y suelo por la industria ya instalada, cuyo control corresponde a la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), de acuerdo a ello, la Auditoría Ambiental se aplica actualmente a todas las instalaciones de almacenamiento atmosférico que existen en el país de PEMEX, entre las que destacan la Terminal Marítima Pajaritos, Terminal de Almacenamiento y Distribución (TAD) Nuevo Laredo, TAD Mexicali, TAD Nogales, TAD Rosarito y TAD La Cangrejera. ^[36]

3.1.3 Residuos Peligrosos ^[37]

Los residuos y aguas aceitosas provenientes de tanques de almacenamiento atmosférico, se consideran peligrosos, por ello se debe observar lo que indica la LGEEPA en los cinco capítulos de su reglamento referente a residuos peligrosos:

- Capítulo 1.- Competencia de aplicación, definiciones para mayor comprensión del reglamento.
- Capítulo 2.- Obligaciones de los que generan residuos peligrosos con autorización de la SEMARNAT.
- Capítulo 3.- Guía sobre el manejo de residuos peligrosos y como de las obligaciones de la empresa la cual contratamos sus servicios para el transporte y almacenamiento de residuos peligrosos.
- Capítulo 4.- Importación y exportación de residuos peligrosos, conforme al reglamento.
- Capítulo 5.- Medidas de control, seguridad, y sanciones aplicables

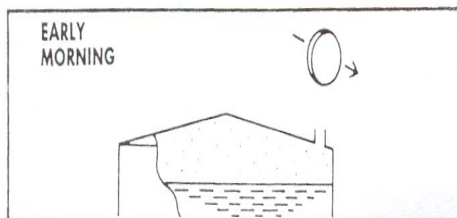
3.2 Perdidas por Evaporación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico

De los riesgos al ambiente que presenta el almacenamiento de hidrocarburos, el que causa un mayor impacto son las emisiones a la atmósfera, por lo cual es importante comprender los mecanismos a través de los cuales ocurre este fenómeno, así como la forma de estimarlas cuantitativamente para poder tomar decisiones al respecto. Las emisiones de vapores varían con el diseño del tanque; de este modo, las emisiones en tanques de techo fijo son el resultado de la evaporación del líquido durante el tiempo de almacenamiento (pérdidas por respiración o almacenamiento), y de las pérdidas durante operaciones de llenado y vaciado del tanque (pérdidas por operación).

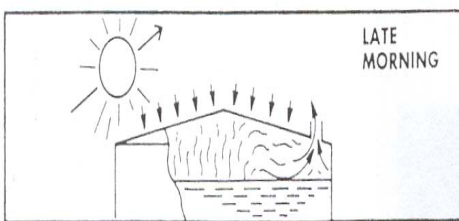
Los tanques de techo flotante también se consideran fuentes de emisiones, ya que presentan pérdidas por evaporación a través del sello perimetral, de los accesorios y/o uniones de la cubierta. También los de diafragma flotante interno son fuentes de emisiones al tener pérdidas por evaporación similares a las de tanques de techo flotante. En los tanques a presión las pérdidas son mucho menores a las presentadas por los tanques atmosféricos. [1]

3.2.1 Ciclo de Respiración en Tanques de Almacenamiento Atmosférico. [5]

Durante el ciclo de respiración de un tanque, las diferencias de temperatura en el espacio vapor y en el seno del líquido crean una interesante reacción en cadena de movimientos de líquido y vapor durante un ciclo normal de 24 horas.

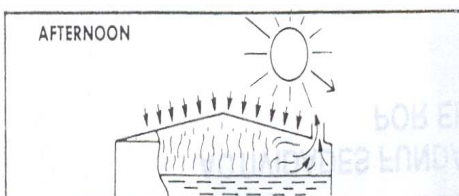


Antes de amanecer, la temperatura en el espacio vapor es similar a la atmosférica y la condensación del vapor en el interior del techo disminuye su concentración en el espacio vapor.

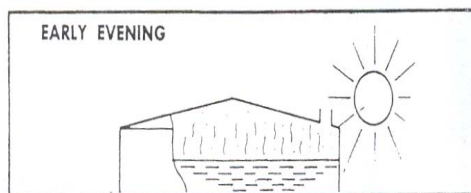


Al salir, el sol se incrementa la temperatura atmosférica y el espacio vapor absorbe el calor solar aumentando la temperatura de la superficie del líquido.

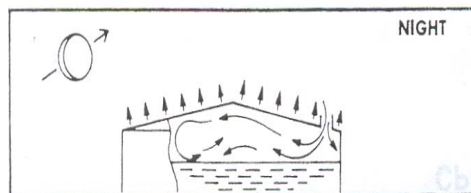
La expansión térmica hace que la mezcla vapor-aire sea expulsada a la atmósfera, incrementando la evaporación en la superficie del líquido.



Con el calor solar sube la temperatura del espacio vapor y de la superficie líquida llevando al venteo su operación máxima durante el mediodía debido a la expansión de la mezcla vapor-aire y el incremento de la evaporación superficial.



La velocidad de venteo disminuye al atardecer y cesa al disminuir la temperatura debido a las pérdidas de calor a través del techo y la pared.



La mezcla vapor-aire se contrae y el aire exterior que es introducido a través del venteo desciende por las paredes del tanque hasta la superficie del líquido, creando corrientes convectivas en el espacio vapor cuando los vapores tibios suben por el centro del tanque.

3.3 Mecanismos de las Pérdidas por Evaporación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico ^[1]

Tanques de Techo Fijo

Las emisiones de los tanques de techo fijo varían en función de su capacidad, presión de vapor del líquido almacenado, frecuencia de vaciado del tanque y de las condiciones atmosféricas del sitio donde se localiza. La evaporación durante la operación es el resultado de los cambios en el nivel de líquido. A medida que el nivel de líquido crece, la presión interna excede la presión de relevo y los vapores son expulsados del tanque. Las pérdidas ocasionadas por el vaciado ocurren cuando el aire exterior que ingresa para compensar el vacío creado se satura con los vapores, se expande y llega a exceder la capacidad del espacio vapor. Existen varios métodos para controlar las emisiones de los tanques de techo fijo, como son:

- La instalación de techos flotantes internos para minimizar la evaporación del producto almacenado, éste método logra alcanzar eficiencias que varían del 60 hasta 98%, dependiendo del tipo de cubierta y sistema de sellos instalados y del tipo de líquido almacenado.
- Los sistemas de balance de vapor, (son muy comunes en estaciones de llenado de gasolina) mientras el tanque de almacenamiento es llenado, los vapores expulsados de éste son dirigidos al carro tanque que esta siendo vaciado, éste transporta entonces los vapores a una estación central donde se dispone de ellos mediante un sistema de recuperación de vapores. Este método alcanza eficiencias del 90 al 98% si los vapores son recuperados, siempre que el carro tanque no cuente con algún venteo atmosférico.
- Los sistemas de recuperación de vapores recolectan las emisiones y los convierten nuevamente en producto líquido, los procesos de recuperación de vapores pueden ser absorción vapor / líquido, compresión de los vapores, enfriamiento de los vapores, adsorción vapor / sólido, o una combinación de ellos. La eficiencia total de los sistemas de recuperación de vapores es del orden del 90 al 99%, dependiendo de los métodos utilizados, el diseño del sistema, la composición de los vapores recuperados y las condiciones mecánicas del sistema

- En los sistemas de oxidación térmica o catalítica, la mezcla airee vapor se inyecta al área de combustión de un incinerador. Las eficiencias de control para este tipo de sistemas pueden variar del 96% al 99.5%, dependiendo de las condiciones del clima, temperatura y turbulencia de combustión. Sin embargo, este método produce, entre otros, CO₂ el más importante gas de invernadero.

Tanques de Techo Flotante

Las pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante es la suma de las pérdidas por almacenamiento y por operación; las primeras incluyen a las pérdidas a través del sistema de sello, accesorios de cubierta y uniones de la misma cuando éstas no son soldadas; adicionalmente a estas pérdidas se incluyen aquellas debidas a los cambios de temperatura y presión barométrica. Las pérdidas por operación ocurren cuando cambia el nivel de líquido, y quedan pequeñas cantidades de líquido sobre la pared interna del tanque, que se evaporan posteriormente.

Las pérdidas en el sello perimetral ocurren por varios mecanismos complejos, pero para tanques de techo flotante, se ha encontrado que la mayor parte de las pérdidas son inducidas por el viento, no así en los tanques de diafragma flotante interno, estas pérdidas también ocurren por la permeabilidad del material del sello frente al vapor o por un efecto de pabulo del material en contacto con el líquido si el material del sello no se selecciona adecuadamente. Las uniones de los elementos que forman la cubierta de los techos flotantes internos son una fuente de emisiones en la medida que permitan el paso de vapor a través de ellas, si el tipo de unión no es soldadura; generalmente los mecanismos de emisiones para accesorios aplican para las uniones de cubierta no soldadas, de los cuales el más predominante depende que la cubierta este o no en contacto con el líquido.

Debido a que en tanques de techo flotante externo el sello primario es una parte esencial del tanque, éstos no son considerados como equipo de control de emisiones. Sin embargo, los sellos secundarios si son considerados equipos de control ambiental, ya que se instalan para reducir aun más las emisiones de los vapores del producto contenido. Los diafragmas flotantes internos, también se consideran equipos de control de emisiones, puesto que su objetivo es reducir las emisiones del producto contenido y éstos no son una parte esencial de los tanques de techo fijo.

3.4 Estimación de las Pérdidas por Evaporación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico.

3.4.1 Tanques de Techo Fijo ^[1]

Las siguientes ecuaciones se pueden utilizar para estimar las pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo, operando aproximadamente a presión atmosférica. Estas ecuaciones carecen de validez para sustancias inestables, en ebullición o para mezclas de líquidos cuya presión de vapor se desconoce o no se puede predecir confiablemente. Las pérdidas totales en tanques de techo fijo son iguales a la suma de las pérdidas por almacenamiento y por operación:

$$L_T = L_S + L_W$$

donde:

L_T = Pérdidas totales (lb/año)

L_S = Pérdidas por almacenamiento (lb/año)

L_W = Pérdidas por operación (lb/año)

Pérdidas por Almacenamiento

Conocidas también como "pérdidas de respiración", se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_S = 365 \cdot V_V W_V K_E K_S$$

donde:

V_V = Volumen del espacio vapor (ft³)

W_V = Densidad del vapor (lb/ft³)

K_E = Factor de expansión del espacio vapor (adimensional)

K_S = Factor de saturación del vapor venteado (adimensional)

365 = constante (días/año)

Volumen del espacio vapor.- El volumen del espacio vapor del tanque se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_V = \frac{\pi}{4} D^2 (H_S - H_L + H_{RO})$$

donde:

D = Diámetro del tanque (ft)

H_S = Altura de la pared del tanque (ft)

H_L = Nivel promedio del líquido (ft)

H_{RO} = Altura equivalente del techo (ft) (Para techo plano es cero)

Nota.- La altura equivalente del techo (H_{RO}) es la altura de un cilindro de diámetro igual al del tanque (D) cuyo volumen es igual al del espacio vapor contenido en el techo fijo, la forma de calcularla depende si es cónico o domo autoportado, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

<u>Techo Cónico</u>	<u>Domo</u>
$H_{RO} = \frac{1}{6} S_R \cdot D$	$H_{RO} = \frac{1}{12D^2} \left(2R_R - \sqrt{4R_R^2 - D^2} \right)^3 + \frac{1}{4} \left(2R_R - \frac{1}{2} \sqrt{4R_R^2 - D^2} \right)$
<p>donde:</p> <p>D = Diámetro del tanque (ft)</p> <p>S_R = Pendiente del techo cónico (ft/ft)</p>	<p>donde:</p> <p>D = Diámetro del tanque (ft)</p> <p>R_R = Radio del domo (ft)</p>
<p>Si se desconoce el valor de S_R, se puede utilizar un valor estándar de 0.0625 ft/ft.</p>	<p>R_R varía usualmente de 0.8D a 1.2D, si se desconoce, utilizar el diámetro del tanque ($R_R = D$) y la ecuación se reduce a</p> $H_{RO} = 0.0685 \cdot D$

Densidad del vapor. - La densidad del vapor se calcula utilizando la siguiente relación:

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}}$$

donde:

W_V = Densidad del Vapor (lb/ft³)

M_V = Masa molar del vapor (lb/lbmol)

R = Constante de los gases ideales, 10.731 psia ft³ / lbmol °R

P_{VA} = Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°R)

La masa molar del vapor M_V se puede obtener de la tabla A13 y A14 del Anexo, o por medio del análisis de muestras del vapor. Para mezclas de líquidos, M_V se puede calcular con la Ley de Dalton de las presiones parciales y la Ley de Raoult para determinar la composición del vapor, combinadas en la siguiente ecuación:

$$M_V = \sum M_i y_i = \sum M_i \frac{P_i}{P_{VA}} = \sum M_i \frac{P_i^\circ x_i}{P_{VA}}$$

donde:

M_V = Masa molar del vapor (lb/lbmol)

M_i = Masa molar del componente i (lb/lbmol)

y_i = Fracción mol en el vapor del componente i (adimensional)

P_i = Presión parcial del componente i (psia)

P_i° = Presión de vapor del componente i (psia)

x_i = Fracción mol en el líquido del componente i (adimensional)

P_{VA} = Presión de vapor total a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

El valor de la presión de vapor de líquidos almacenados puede determinarse como lo indica la norma ASTM-D-2879, tomarse de textos de referencia, de las tablas A13 y A14 del anexo, o bien, utilizando las siguientes ecuaciones.

Para petróleo crudo ($2 \text{ psi} \leq \text{RVP} \leq 15 \text{ psi}$):

$$P_{VA} = e^{\left[\left(\frac{2799}{T_{LA}} - 2.227 \right) \log(\text{RVP}) - \frac{7261}{T_{LA}} + 212.82 \right]}$$

Para derivados de petróleo ($1 \text{ psi} \leq \text{RVP} \leq 20 \text{ psi}$):

$$P_{VA} = e^{\left[\left[\sqrt{S} \left(0.7553 - \frac{413}{T_{LA}} \right) + \frac{2416}{T_{LA}} - 2.013 \right] \log(\text{RVP}) - \sqrt{S} \left(1.854 - \frac{1042}{T_{LA}} \right) - \frac{8472}{T_{LA}} + 15.64 \right]}$$

donde:

P_{VA} = presión de vapor (psia)

RVP = presión de vapor Reid (psi)

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°R)

S = Pendiente de destilación al 10% evaporado (°F/%vol) según ASTM-D86

Alternativamente, se puede determinar la presión de vapor de algunos líquidos refinados, utilizando la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido almacenado y la siguiente ecuación:

$$P_{VA} = e^{\left(A - \frac{B}{T_{LA}}\right)}$$

donde:

A = Constante adimensional

B = Constante (°R)

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°R)

P_{VA} = Presión de vapor (psia)

Para utilizar esta ecuación, se pueden calcular las constantes A y B, como se indica a continuación:

Para líquidos refinados

$$A = 15.64 - 1.854 \cdot S^{0.5} - (0.8742 - 0.328 \cdot S^{0.5}) \cdot \ln(RVP)$$

$$B = 8742 - 1042 \cdot S^{0.5} - (1049 - 179.4 \cdot S^{0.5}) \cdot \ln(RVP)$$

Para petróleo crudo

$$A = 12.82 - 0.9672 \cdot \ln(RVP)$$

$$B = 7261 - 1216 \cdot \ln(RVP)$$

donde:

RVP = Presión de Vapor Reid del producto almacenado (psi)

S = Pendiente de destilación a 10% de volumen evaporado según ASTM-D-86, (°F/%vol)

La presión de vapor también se puede calcular utilizando la ecuación de Antoine:

$$\log P_{VA} = A - \frac{B}{T_{LA} + C}$$

donde:

P_{VA} = presión de vapor (mmHg)

A = Constante adimensional (Tabla A15 del anexo)

B = Constante (°C) (Tabla A15 del anexo)

C = Constante (°C) (Tabla A15 del anexo)

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°C)

Si se desconoce la temperatura promedio de la superficie del líquido (T_{LA}), se puede utilizar la temperatura del líquido almacenado (T_B), la cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_B = T_{AA} + 6\alpha - 1$$

donde:

T_B = Temperatura del líquido almacenado (°C)

T_{AA} = Temperatura ambiente promedio diaria (°R)

α = Factor de color del tanque (adimensional), ver tabla A16 del Anexo

La temperatura ambiente promedio diaria se calcula con la siguiente ecuación:

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2}$$

donde:

T_{AA} = Temperatura ambiente promedio diaria (°R)

T_{AX} = Temperatura ambiente máxima diaria (°R)

T_{AN} = Temperatura ambiente mínima diaria (°R)

En el caso de tanques aislados, la temperatura del líquido almacenado debe basarse en mediciones directas.

Factor de expansión del espacio vapor.- El factor de expansión del espacio vapor se calcula con la siguiente ecuación:

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_B}{P_A - P_{VA}}$$

donde:

K_S = Factor de expansión del espacio vapor (adimensional)

ΔT_V = Rango diario de temperatura del vapor ($^{\circ}R$)

ΔP_V = Rango diario de presión del vapor (psi)

ΔP_B = Rango de presión de ajuste del venteo (psi)

P_A = presión atmosférica (psia)

P_{VA} = presión de vapor (psia)

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido ($^{\circ}R$)

El rango diario de temperatura del vapor se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta T_V = 0.72(T_{AX} - T_{AN}) + 0.028\alpha I$$

donde:

ΔT_V = Rango diario de temperatura del vapor ($^{\circ}R$)

T_{AX} = Temperatura ambiente máxima diaria ($^{\circ}R$)

T_{AN} = Temperatura ambiente mínima diaria ($^{\circ}R$)

α = Absorción solar de la pintura del tanque (adimensional),
ver tabla A16 del anexo

I = Factor de insolación total diaria (Btu/ft² día)

El rango de presión de ajuste del venteo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV}$$

donde:

ΔP_B = Rango de presión de ajuste del venteo (psi)

P_{BP} = Presión de ajuste del venteo (psi)

P_{BV} = Vacío de ajuste del venteo (psi)

Nota.- Cuando no se dispone de la información específica sobre los valores de ajuste de presión y/o vacío del venteo, se puede suponer un valor de $P_{BP} = 0.03$ psig, y $P_{BV} = -0.03$ psig como valores típicos. Cabe señalar que estas ecuaciones no aplican para tanques de baja o alta presión, ya que si el valor de ajuste de presión o vacío del venteo es mayor a 1 psig, con lo cual, las pérdidas de vapor por almacenamiento pueden resultar negativas.

El rango diario de presión del vapor (ΔP_V) se calcula utilizando una de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN}$$

donde:

ΔP_V = Rango diario de presión del vapor (psi)

P_{VX} = Presión de vapor evaluada a la temperatura máxima diaria de la superficie del líquido T_{LX}

$$\Delta P_V = \frac{0.50BP_{VA}\Delta T_V}{T_{LA}^2}$$

donde:

ΔP_V = Rango diario de presión del vapor (psi)

ΔT_V = Rango diario de temperatura del vapor ($^{\circ}R$)

B = Constante de la ecuación de Antoine ($^{\circ}R$)

P_{VA} = Presión de vapor (psia)

Si no se puede determinar T_{LX} , utilizar:

$$T_{LX} = T_{LA} + 0.25\Delta T_V$$

P_{VN} = Presión de vapor evaluada a la temperatura mínima diaria de la superficie del líquido T_{LN}

Si no se puede determinar T_{LN} , utilizar:

$$T_{LN} = T_{LA} - 0.25\Delta T_V$$

T_{LA} = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido ($^{\circ}R$)

Factor de saturación del vapor.- El factor de saturación del vapor venteado se calcula con la siguiente ecuación:

$$K_E = [1 + 0.053(H_S - H_L + H_{RO})P_{VA}]^{-1} \quad \text{donde:}$$

K_E = Factor de saturación del vapor venteado (adimensional)

P_{VA} = Presión de vapor (psia)

H_S = Altura de la pared del tanque (ft)

H_L = Nivel promedio del líquido (ft)

H_{RO} = Altura equivalente del techo (ft)

Pérdidas por Operación

Se deben al movimiento del líquido hacia y desde el tanque que provoca cambios en el nivel del mismo, se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_W = 0.001 \cdot M_V P_{VA} Q K_P K_N$$

donde:

M_V = Masa molar del vapor (lb/lbmol)

P_{VA} = Presión de vapor (psia)

Q = Flujo anual de líquido que maneja el tanque (bbl / año)

K_P = Factor de tipo de producto (adimensional) $K_P = \begin{cases} 0.75 & \text{Para crudo} \\ 1.00 & \text{Para los demas hidrocarburos} \end{cases}$

K_N = Factor de expansión del espacio vapor (adimensional) $K_N = \begin{cases} 1.00 & \text{si } N \leq 36 \\ \frac{180 + N}{6N} & \text{si } N > 36 \end{cases}$

$$N = \frac{22.46Q}{\pi D^2 H_{LX}}$$

donde:

N = Numero de veces que se vacía el tanque en un año.

D = Diámetro del tanque (ft)

H_{LX} = Nivel máximo de líquido, HLL (ft)

3.4.2 Tanques de Techo Flotante ^[1]

Con las siguientes ecuaciones se pueden estimar las pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante y con diafragma interno, operando aproximadamente a presión atmosférica, excepto los que están equipados únicamente con venteos a presión/vacío y aquellos tanques donde los materiales de los sellos están deteriorados o son significativamente permeables al líquido almacenado.

Estas ecuaciones carecen de validez para sustancias inestables, en ebullición o para mezclas de líquidos cuya presión de vapor se desconoce o no se puede predecir confiablemente. Las pérdidas totales en tanques con techo flotante se expresan como: la suma de las pérdidas por operación, las pérdidas a través del sello perimetral, accesorios y uniones de la cubierta del techo flotante:

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F + L_D$$

donde:

L_T = Pérdidas totales (lb/año)

L_R = Pérdidas por sello perimetral (lb/año)

L_{WD} = Pérdidas por operación (lb/año)

L_F = Pérdidas por accesorios (lb/año)

L_D = Pérdidas por uniones en la cubierta (lb/año)

Pérdidas por Sello Perimetral

Las pérdidas por sello perimetral se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} v^n) \cdot D \cdot M_V K_C P^*$$

donde:

L_R = Pérdidas por sello perimetral (lb/año)

K_{Ra} = Factor de pérdidas a velocidad del viento nula (lb/año) ver Anexo Tabla A17

K_{Rb} = Factor de pérdidas en función de la velocidad del viento (lb/año) ver Anexo Tabla A17

v = Velocidad del viento aproximada en el sitio del tanque (mph) Nota 1

n = Exponente para la velocidad del viento (adimensional) ver Anexo Tabla A17

D = Diámetro del tanque (ft)

M_V = Masa molecular aproximada del vapor (lb/mol)

K_C = Factor del tipo de producto (adimensional)

$$K_C = \begin{cases} 0.4 & \text{para petróleo crudo} \\ 1.0 & \text{para otros hidrocarburos} \end{cases}$$

P^* = Función de la presión de vapor (adimensional)

$$P^* = \frac{P_{VA}}{P_A} \left(1 + \sqrt{1 - \frac{P_{VA}}{P_A}} \right)^{-2}$$

donde:

P_{VA} = Presión de vapor a la temperatura promedio diaria en la superficie del líquido (psia)
 P_A = Presión atmosférica (psia)

Nota.- Si no se conoce la velocidad del viento en el sitio donde se localiza el tanque, usar los datos de la estación de medición del clima más cercana. Si el tanque tiene un techo fijo o domo, el valor de "v" es cero.

El API recomienda utilizar la temperatura promedio del líquido almacenado (T_B) para calcular P_{VA} en lugar de utilizar la temperatura de superficie del líquido (T_{LA}). Si la temperatura del líquido almacenado se desconoce, API recomienda utilizar las siguientes ecuaciones para estimar la temperatura del líquido (T_B), de acuerdo al color del tanque:

Blanco	$T_B = T_{AA} + 0$
Aluminio o plateado	$T_B = T_{AA} + 2.5$
Gris	$T_B = T_{AA} + 3.5$
Negro	$T_B = T_{AA} + 5.0$

T_{AA} es la temperatura ambiente promedio anual (°F)

Pérdidas por Operación

Las pérdidas por operación se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_{WD} = \frac{0.943QCW_L}{D} \left(1 + \frac{N_C F_C}{D} \right)$$

donde:

0.943 = Factor de conversión (1000ft ³ gal/bbl ²)	
L_{WD} = Pérdidas por operación (lb/año)	
Q = Cantidad de líquido que maneja el tanque (bbl/año)	
C = Factor de adherencia en la pared del tanque (bbl/1000ft ²)	(Anexo Tabla A18)
W_L = Densidad promedio del líquido almacenado (lb/gal)	Nota 1
D = Diámetro del tanque (ft)	
N_C = Número de columnas de soporte del techo fijo (adimensional)	Nota 2
F_C = Diámetro efectivo de las columnas de soporte (ft)	Nota 3

Notas:

1. Algunos valores de densidad para líquidos orgánicos se muestran en las tablas A13 y A14. Si W_L es desconocido para gasolina, se puede asumir un valor promedio de 6.1 lb/gal.
2. Para tanques con domo autosoportado o techo flotante, el valor de N_C es cero, para techo fijo soportado por columnas, utilizar información específica del tanque o utilizar la Tabla A19 del anexo.
3. Utilizar el valor específico de la columna existente o, los valores de la Tabla A20 del Anexo.

Pérdidas por Accesorios

Las pérdidas por accesorios en techos flotantes se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_F = F_F P^* M_V K_C$$

donde:

L_F = Pérdidas por accesorios (lb/año)
 P^* , M_V y K_C se determinan en las pérdidas por sello perimetral
 F_F = Factor de pérdidas por accesorios (lbmol/año)

$$F_F = \sum N_{F_i} K_{F_i}$$

donde:

N_{F_i} = Número de accesorios de una misma clase (adimensional)
 (ver Tabla A21 del Anexo)
 K_{F_i} = Factor de pérdida para un tipo de accesorio en particular
 (lbmol/año)

El factor de pérdida para un tipo de accesorio en particular K_{F_i} puede estimarse con la siguiente ecuación:

$$K_{F_i} = K_{F_{ai}} + K_{F_{bi}} (K_v v)^{m_i}$$

donde:

$K_{F_{ai}}$ = Factor de pérdida a velocidad del viento nula	(lbmol/año)	(ver Tabla A21 del Anexo)
$K_{F_{bi}}$ = Factor de pérdida en función de la velocidad del viento	(lbmol/(mph) ^m año)	(ver Tabla A21 del Anexo)
m_i = Factor de pérdida para un tipo de accesorio en particular	(lb/año)	(ver Tabla A21 del Anexo)
v = Velocidad del viento aproximada en el sitio del tanque	(mph)	("v" debe ser menor de 15 mph)
K_v = Factor de corrección de la velocidad del viento	(adimensional)	

$$K_v = \begin{array}{ll} 0.7 & \text{Para Techo Flotante Externo} \\ 0.0 & \text{Para Techo Flotante Interno} \end{array}$$

Pérdidas por Uniones en la Cubierta

Las pérdidas por uniones en la cubierta se pueden estimar con la siguiente ecuación:

$$L_D = K_D S_D D^2 P^* M_V K_C$$

donde:

L_D = Pérdidas por uniones de la cubierta (lb/año)
 D = Diámetro del tanque (ft)
 P^* = Función de la presión de vapor (adimensional)
 M_V = Masa molar del vapor (lb/mol)
 K_C = Factor del tipo de producto (adimensional)
 K_D = Factor de pérdida por unidad de longitud de unión (lbmol/ft año)

$$K_D = \begin{array}{ll} 0.0 & \text{Para uniones soldadas} \\ 0.14 & \text{Para uniones remachadas} \end{array}$$

S_D = Factor de longitud de unión en la cubierta (ft/ft²)

$$S_D = \frac{4 \cdot L_{UNION}}{\pi D^2}$$

donde:

L_{UNION} = Longitud total de las uniones de la cubierta (ft)

$A_{CUBIERTA}$ = Área de la cubierta (ft²)

Si la longitud de las uniones de la cubierta (L_{UNION}) es desconocida, consultar la tabla A24 del Anexo para determinar S_D .

3.5 Contaminación del Aire, Suelo y Agua por Hidrocarburos

Las instalaciones de proceso y almacenamiento poseen riesgos inherentes de fugas de líquidos por filtración y derrames de aguas aceitosas. Para prevenir daños graves a los cuerpos de agua, la concentración máxima de aceites en el agua residual se limita a 15 ppm (NOM-001-SEMARNAT-1996), por lo cual, es necesario dar tratamiento a las aguas aceitosas antes de verterlas a canales, lagunas, ríos o cuerpos de agua.

Los residuos generados en las actividades petroleras están clasificados como residuos peligrosos. Algunos informes de Petróleos Mexicanos mencionan que, por ejemplo, los residuos anuales de los procesos de refinación y petroquímicos en el año 1995 alcanzaron cifras de hasta 1.7 millones de toneladas de residuos, de estos el 90.15% corresponde a desperdicios semisólidos; 9.6% a líquidos y 0.25% a sólidos; 18% del total se consideran peligrosos, ver Tabla 3.1. [38]

RESIDUOS	10 ³ T/año	%
Desperdicios semisólidos	1 532 550	90.15
Desperdicios líquidos	163 200	9.60
Desperdicios sólidos	4 250	0.25
TOTAL	1 700 000	100.00
Residuos peligrosos	221 000	18.00

Tabla 3.1. Residuos Peligrosos de Actividades Petroleras en el Año 1995

En el informe anual de PEMEX 1999 el derrame de hidrocarburos representó el 0.3 % de las emisiones y descargas totales. El 56 % de este volumen fue consecuencia de los derrames ocurridos en instalaciones de PEMEX Refinación. El volumen restante se debió a derrames en instalaciones de PEMEX Exploración y Producción. Las emisiones al aire en 1999 constituyeron 84% de las emisiones y descargas totales. Cerca de 70 % de las emisiones al aire correspondió a SO_x , mientras que casi 20% fueron compuestos orgánicos volátiles totales (COVT). El 91 % de las emisiones de COVT provenían de la evaporación de hidrocarburos, mientras que 9% se refirió a hidrocarburos liberados por procesos de combustión parcial. Las refinerías participaron con el 87% del total de COVT, provenientes principalmente de la evaporación en tanques de almacenamiento.

El comportamiento de la contaminación del suelo por hidrocarburos está en función de las características físicas y químicas del producto en cuestión (densidad, solubilidad, polaridad, entre otras), además de las características del medio como son la unidad de suelo, permeabilidad, estructura, tamaño de las partículas, contenido de humedad y de materia orgánica, así como la profundidad del manto freático.

Factores como la temperatura y precipitación pluvial tienen una gran influencia, pues todas las variables en su conjunto definen el tamaño y la distribución del frente de contaminación. Los líquidos ligeros como las gasolinas, aceites y petróleo crudo tienden a formar una capa en forma de nata en el nivel freático y se mueven horizontalmente en dirección al flujo del agua subterránea. Los más densos, migran a la base del acuífero creando una columna a partir de la cual pueden moverse en dirección al flujo de agua subterránea, contaminando el acuífero en toda su profundidad (Figura 3.1).

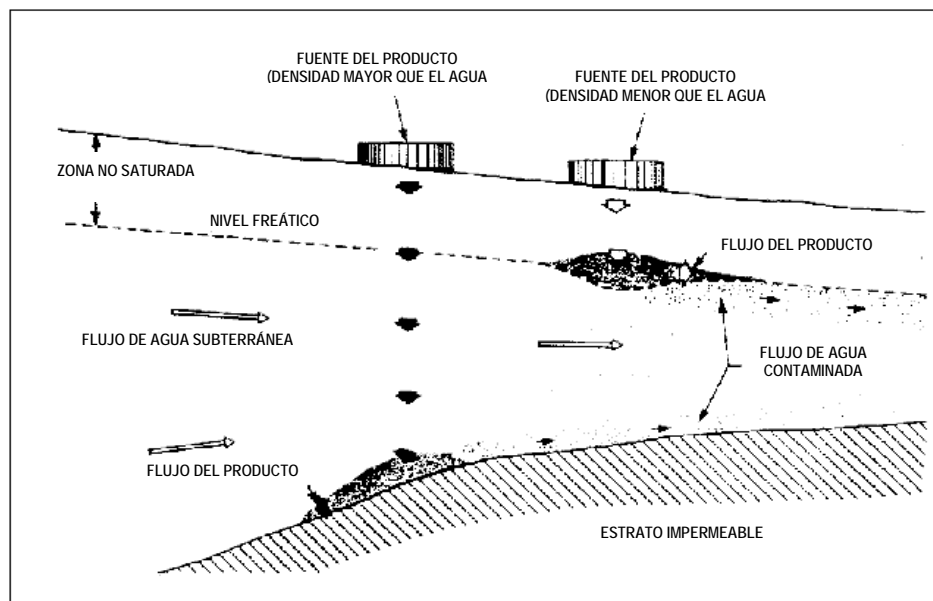


Figura 3.1. Contaminación del Suelo y Agua por Fugas de Hidrocarburos en Tanques de Almacenamiento ^[39]

A fin de que la influencia del desarrollo industrial en el entorno no destruya el equilibrio ecológico, es necesario evitar cambios sustanciales en el ambiente, tratando de que tal desarrollo sea armónico con el ambiente. La participación de la seguridad en el diseño tiene como objetivo principal establecer el marco de referencia ambiental aplicable, correlacionando estrechamente el desarrollo de la industria con el medio que la rodea y haciendo énfasis en la protección de los asentamientos humanos, la vegetación y las actividades agrícolas, ganaderas y forestales que se desarrollan en la zona, ya que las actividades que se realizan y las características propias de los productos que se manejan han propiciado la contaminación tanto del suelo, como el aire y el agua.

CAPITULO 4

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

En la industria de proceso de hidrocarburos, el almacenamiento tiene una gran importancia económica, ya que su costo influye en gran medida en los costos de los productos finales. El costo de almacenamiento depende básicamente de la inversión inicial y de las pérdidas por evaporación del producto almacenado. Otros factores de menor influencia son los costos de mantenimiento, bombeo del producto, y el costo de la energía necesaria para accionar agitadores, calentadores o enfriadores, según el caso.

4.1 Dimensiones óptimas de tanques de almacenamiento atmosférico

La palabra **óptimo** en ingeniería, se refiere a la condición de diseño, en la cual existe un balance entre los requerimientos económicos (los más bajos posibles) y los requerimientos técnicos o de calidad del equipo (la mas alta posible). En otras palabras, un diseño óptimo es aquel que requiere el menor número de recursos económicos y que satisface el mayor numero de propiedades técnicas que requiere el proyecto, bajo las limitaciones que la realidad impone. Como se discutió en el Capítulo 2, existe un parámetro geométrico que relaciona las dos dimensiones principales de un tanque de almacenamiento atmosférico cilíndrico vertical, llamada relación Altura–Diámetro (H/D), el cual se discute en este capítulo.

La relación óptima de la altura (H) al diámetro del tanque (D), varía entre dos límites. El límite inferior corresponde a diseños en los que los costos de las paredes, fondo y techo, por unidad de área, son independientes de D y H. Esta condición existe en tanques de volúmenes pequeños en los que la estabilidad elástica y la corrosión, controlan el espesor de las placas de acero que los forman.

El límite superior para la relación óptima H/D es cuando el espesor de la pared es función de D y H, simultáneamente, y los costos por unidad de área del fondo y techo son dependientes de D y H. Esta condición se presenta para tanques de volúmenes grandes. Las dimensiones óptimas de un tanque están influenciadas por el costo de la cimentación y el costo del terreno donde se va a instalar el tanque, así como por el costo del fondo, techo y paredes. El valor del terreno adjudicado al tanque, se puede expresar en términos de un costo anual por unidad de área. Para propósitos de dimensionamiento, también es conveniente el expresar el costo de los cimientos, fondo, paredes y techo, en términos de costo por unidad de área. ^[6]

4.1.1 Tanques con Espesor de Pared Independiente de D y H ^[6]

El esfuerzo en la pared es función tanto del diámetro como de la altura del tanque. Por razones de estabilidad elástica, el espesor mínimo de pared esta limitado a 4.76 mm (3/16") para tanques de diámetros menores a 13.7 m (45 f t) y a 6.35 mm (1/4") para tanques de diámetros mayores. Por lo tanto, tanques con espesores de pared de 6.35 mm (1/4") o menores, son considerados del tipo cuyo espesor es independiente de D y H.

Los tanques con soldadura a tope y $D(H-1)$ igual o menor a 1720, y todos los tanques con soldadura a traslape y $D(H-1)$ igual o menor a 1515, caen dentro de esta categoría, la cual incluye a los tanques de volúmenes pequeños cuyos costos por unidad de área de pared, fondo y techo pueden ser considerados independientes de D y H .

De hecho, los costos unitarios individuales C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de los componentes del tanque, varían un poco con las dimensiones, con el volumen y con otros factores como las consideraciones de diseño. Existen varias correlaciones para la estimación del costo de tanques de almacenamiento. Estas correlaciones indican que los costos de tanques ya instalados son función del volumen total y que el costo total instalado no varía en forma apreciable con los costos unitarios de sus partes componentes. Por lo tanto, las dimensiones óptimas para tanques cuyo espesor de pared es independiente de D y H es la siguiente:

$$D = 2H \frac{C_1}{C_2 + C_3 + C_4 + C_5}$$

Donde:

D = diámetro (ft)

H = altura (ft)

C_1 = costo anual de la pared (\$/ft)

C_2 = costo anual del fondo (\$/ft)

C_3 = costo anual del techo (\$/ft)

C_4 = costo anual de los cimientos (\$/ft de área del fondo)

C_5 = costo anual del terreno adjudicable al tanque (\$/ft de área del fondo)

4.1.2 Tanques con Espesor de Pared Dependiente de D y H

Los tanques con alturas y diámetros tales que la cantidad $D(H-1)$ sea superior a 1720 para las paredes con soldadura a tope o 1515 para paredes con soldadura a traslape, el espesor de pared depende de D y H ⁶¹. El costo de la pared por unidad de área, C_1 , es función de D y H y para propósitos del dimensionamiento se puede asumir que es directamente proporcional al espesor de la pared, por lo cual la relación óptima queda como sigue:

$$D = 4H \frac{C_1}{C_2 + C_3 + C_4 + C_5}$$

4.1.3 Factores de Costo

En la mayoría de los diseños, los factores de costo (C_i) no pueden ser determinados en forma exacta, hasta que se ha fijado el diseño completo del tanque, por lo que es necesario un proceso de aproximaciones sucesivas para fijar las dimensiones óptimas. Los costos de los componentes del tanque, pared, techo y fondo, son función del espesor de la placa, grado del acero, costo del formado, costo de la soldadura en campo y otros adicionales, y debe incluir el costo de los accesorios tales como boquillas, entradas de hombre, bombas, trincheras, plataformas, que están ligados a los diversos componentes e instrumentación correspondiente.

Estos factores están interrelacionados, y para poder lograr un estimado es más conveniente expresarlos en términos del costo de las partes componentes del tanque por kilogramo de material fabricado, debido a que se dispone más fácilmente de información del costo por kilogramo. [6]

4.1.4 Casos Simplificados de Dimensiones Óptimas

Para tanques pequeños abiertos, donde los costos del terreno y de los cimientos no representan una parte sustancial del costo, el espesor de la pared es generalmente igual que el espesor del fondo. Si el costo por pie cuadrado de pared C_1 , se considera igual al costo por pie cuadrado de fondo C_2 , entonces $C_1 = C_2$; y si $C_3, C_4, C_5 = 0$, y las dimensiones óptimas para este tipo de tanques es:

$$D = 2H \frac{C_1}{C_1 + 0 + 0 + 0} = 2H$$

Para tanques pequeños cerrados, con el mismo costo por unidad de área para la pared, techo y fondo ($C_1 = C_2 = C_3$) y despreciando el costo de los cimientos y del terreno ($C_4 = C_5 = 0$).

$$D = 2H \frac{C_1}{C_1 + C_1 + 0 + 0} = H$$

Para tanques cerrados, el costo unitario de pared es generalmente mayor que el costo unitario del fondo. Mas aún, el costo del techo es generalmente mayor que el costo del fondo, debido al acero estructural requerido para los techos de todos los tanques, excepto los pequeños.

Para tanques cerrados de grandes dimensiones, donde los costos del techo y la pared son aproximadamente el doble del costo del fondo por unidad de área ($C_1 = 2C_2 = C_3$ y $C_4 = C_5 = 0$).

$$D = 4H \frac{2C_2}{C_2 + 2C_2 + 0 + 0} = \frac{8}{3}H$$

El introducir los costos de los cimientos y del terreno C_4 y C_5 , tiene un efecto obvio de aumentar la relación altura a diámetro, sin embargo, en los lugares en los cuales el terreno es barato y donde los tanques pueden ser fácilmente soportados sin cimentación costosa, los diseños económicos son aquellos con relaciones H/D pequeñas, con lo cual la tendencia natural en el diseño de la geometría de los tanques de almacenamiento atmosférico cilíndrico vertical es adoptar un diámetro mayor a la altura. [6]

Para las dimensiones de tanques de almacenamiento que establece el API, se entiende que se han considerado estos conceptos.

4.1.5 Costo de Materiales^[6]

Al especificar los anchos de las placas, se debe realizar un balance entre los costos del material y los costos del soldado en campo, que incluyen la preparación de las placas. Las placas de 2 a 2.29 m (80 a 90 in) de ancho, se pueden comprar a un costo base, sin incluir un costo extra por el ancho. Las placas de anchos superiores a 2.29 m (90 in), tienen un "sobreprecio por anchura", que se incrementa notablemente con el ancho, por lo que es naturalmente ventajoso el usar la placa más ancha posible que no lleve un sobreprecio excesivo, de manera que se reduzca la longitud de la soldadura para unir las placas, la cual es uno de los conceptos más costosos en la construcción del tanque.

Por lo anterior las placas de 2.44 m (96 in) son las más comúnmente usadas para tanques de gran capacidad. Para especificar las longitudes de las placas, no existen sobreprecios para longitudes entre 2.44 a 15.24 m (8 y 50 ft). Por lo tanto, se deben especificar las placas más largas posibles que puedan ser fácilmente manejadas, por lo cual, las placas entre 6 a 9 m (20 y 30 ft) son las más comúnmente usadas, ya que en longitudes superiores su manejo y transporte se vuelve difícil y, por lo tanto, más costoso. La longitud exacta de las placas se determina al dividir la circunferencia por el número de placas, dando un margen apropiado para las soldaduras verticales.

Las placas que conforman la pared, pueden ser soldadas a tope o a traslape, y la decisión está basada principalmente en consideraciones económicas. Para usar la unión a tope, las placas que se empleen deben de estar perfectamente cuadrículadas, lo que aumenta el costo de las mismas. Para uniones a traslape, esta última consideración no es necesaria. Sin embargo, la erección del tanque con uniones a tope, es más rápida y debido a que el costo de la mano de obra de soldadores calificados es actualmente muy alto, la mayoría de los tanques se fabrican con soldaduras a tope.

Si la fabricación del tanque se va a realizar en campo, el proceso de soldado más utilizado es el de arco manual, con operadores altamente capacitados. En estas circunstancias, el costo de inversión en material será relativamente bajo en comparación de los costos de mano de obra tan elevados. Si la construcción del tanque se realiza en taller, por medio del prefabricado de partes fácilmente manejables, donde no se depende de las condiciones climatológicas, y empleando operadores menos capacitados (más baratos) y procesos de soldado de alta velocidad (automáticos o semiautomáticos), entonces los operadores altamente capacitados y procesos manuales de soldado (más lentos y costosos), pueden ser empleados únicamente para el ensamble final de las partes prefabricadas.

Esto significa inversiones más altas, pero costos de mano de obra más bajos, por lo que los costos totales tienden a disminuir con el número de partes y equipo prefabricado. Por el contrario, si los componentes son grandes y relativamente gruesos, el montaje puede resultar más difícil y costoso. El problema se convierte entonces en adaptar el proceso de fabricación a las técnicas más apropiadas a las circunstancias. Si no es posible instalar alguna forma de soldado de arco automático, se deberá utilizar el soldado de arco manual (más costoso). El costo de un proceso manual no está limitado al soldado estrictamente hablando, sino que hay que considerar la preparación del material y los posibles defectos de fabricación. ^[6]

4.2 Estimación del Costo de Tanques de Almacenamiento Atmosférico

En las diferentes etapas de un proyecto es necesario contar con información económica de los equipos que se ven involucrados en el diseño del proceso y/o de la instalación, cuyos costos no son siempre accesibles de manera inmediata. ^[40] Para este propósito, el contar con herramientas que nos permitan estimar de manera rápida y con un grado aceptable de confiabilidad el costo de orden de magnitud de tanques de almacenamiento es muy importante, ya que las estimaciones detalladas basadas en cotizaciones de proveedores y/o constructores de estos equipos suelen ser en mayor o menor grado inaccesibles para las etapas tempranas del proyecto y, en general el tiempo de espera de ellas es una limitante para la disponibilidad de este tipo de información.

4.2.1 Estimación por Razones y Proporciones

Una razón relación implica la relación entre dos o más cosas en cantidad, medida o tamaño. La proporción implica que las cosas relacionadas son similares, siendo diferentes únicamente en la magnitud; estas dos herramientas matemáticas se utilizan para estimar el costo de tanques de almacenamiento, aplicadas a dos métodos que sirven para realizar estimados de costo de orden de magnitud ($\pm 50\%$): La utilización de *índices de costo* para actualizar el costo estimado a la fecha actual, y la *regla de las seis décimas*, para relacionar los tamaños y capacidades con los costos ^[41]

4.2.2 Índices de Costo

Existen numerosos índices de costo para actualizar los costos de equipos de fechas anteriores, los cuales son publicados en las revistas técnicas y de ingeniería. Si el costo de un equipo se conoce para una fecha anterior a la actual, este costo debe multiplicarse por la razón de los índices correspondientes a ambas fechas, esta relación se expresa de la siguiente manera. ^[41]

$$C_{\text{ACTUAL}} = C_{\text{BASE}} \left(\frac{I_{\text{ACTUAL}}}{I_{\text{BASE}}} \right)$$

Donde

C_{ACTUAL} = Costo aproximado a la fecha actual

C_{BASE} = Costo del equipo en el año base

I_{ACTUAL} = Índice de costo del año actual

I_{BASE} = Índice de costo en el año base

El índice mas utilizado para la estimación del costo de equipos es el Índice de Costo de Marshall & Swift, publicado en la revista Chemical Engineering, en la tabla A24 del anexo se presenta una recopilación de estos índices hasta el año 2006.

4.2.3 Regla de las Seis Décimas

Pueden obtenerse costos aproximados una vez que se ha actualizado el costo de un equipo similar de capacidad o tamaño diferente, esta regla fue desarrollada casi en forma natural a lo largo de los años, pues no existe algún registro de su posible autor, y ha probado dar resultados satisfactorios con precisión de hasta $\pm 20\%$. La ecuación que representa esta regla es: ^[41]

$$C_B = C_A \left(\frac{S_A}{S_B} \right)^{0.6}$$

donde:

- C_B = Costo del Equipo Deseado
- C_A = Costo del Equipo Conocido
- S_B = Capacidad o tamaño del equipo cuyo costo se desea conocer
- S_A = Capacidad o tamaño del equipo conocido
- 0.6 = Factor de tamaño

4.2.4 Costo Estimado del Tanque

El costo estimado de orden de magnitud final se puede obtener si se conoce el costo de un tipo específico de tanque de almacenamiento, relacionado por medio de factores de tipo de diseño, los cuales se encuentran en la tabla 4.1. ^[42, 43]

$$C_{ESTIMADO} = C_{ACTUAL} \cdot (F_D + F_M)$$

donde:

- $C_{ESTIMADO}$ = Costo estimado del tanque
- C_{ACTUAL} = Costo actualizado
- F_D = Factor de tipo de diseño
- F_M = Factor de material

Tipo de Diseño	F_D	Material de Construcción	F_M
Techo cónico	1.00	Acero al Carbón	0.00
Techo flotante	1.06	Recubrimiento Elastomérico	0.48
Diafragma flotante interno	1.12	Recubrimiento Cerámico	0.55
Techo flotante con domo	1.16	Acero Inoxidable	2.20

Tabla 4.1. Factores de Tipo de Diseño

Como referencia para la estimación del costo de tanques, se puede utilizar el precio final de equipo instalado de un tanque de acero al carbón, de techo flotante de 500 000 bbl, cuyo costo de \$ 104 000 000.00 se basa en pesos mexicanos del año 2002. ^[49]

4.3 Costo de las Pérdidas por Evaporación^[44]

Las pérdidas por evaporación en el almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados pueden llegar a ser la principal causa de pérdidas económicas, pues reemplazarlas significa pagar nuevamente el costo desde el trabajo de exploración, hasta la etapa en que la pérdida ocurre; por lo cual, mientras más tiempo transcurre al ocurrir una pérdida por evaporación entre la cabeza del pozo petrolero y el consumidor final, será más costosa. Desafortunadamente las pérdidas por evaporación no son aparentes a simple vista, sino que frecuentemente se muestran en la hoja de balance anual, disminuyendo las ganancias pronosticadas en los análisis económicos de producción.

Dado que las pérdidas por evaporación son muy costosas, la aplicación de equipo que reduzca o minimice el problema, resulta en productos de mayor calidad, menor costo de almacenamiento, mayores ganancias, menor impacto negativo al ambiente y menor riesgo de incendio, que es el riesgo más importante para estos equipos. En general, una pérdida por evaporación de 1% va acompañada por un descenso en la densidad del crudo de aproximadamente 0.4 °API. ^[44] Por lo tanto, el precio del petróleo disminuirá y debido a que últimamente los precios del petróleo se han incrementado sensiblemente, las pérdidas económicas se vuelven un serio problema.

La selección del tanque de almacenamiento adecuado, tiene un gran efecto en las pérdidas por evaporación, pues un tanque de techo fijo de 12,720 m³ (80,000 bbl), puede perder alrededor de 196 m³ (1232 bbl) de gasolina cada año por evaporación, mientras que el 95% de esa pérdida es evitada si el tanque es equipado con un techo o un diafragma flotante, cuyo diseño y selección sea el resultado de un análisis técnico y económico para cada caso en particular.

4.4 Costo de Almacenamiento

Una vez que las pérdidas por evaporación han sido determinadas, se puede aplicar el criterio económico para seleccionar el mejor tipo de tanque; aunque el valor del petróleo crudo o sus derivados a las condiciones de almacenamiento, es determinado por el propietario de la planta, ya que en él influyen conceptos como inversión inicial del equipo, accesorios, infraestructura, servicios, costos de operación, de almacenamiento, entre otros. ^[44]

La inversión inicial varía en mayor medida con el tamaño, tipo, localización, fluctuaciones en el costo de materiales y de mano de obra. La proporción de la depreciación para los tanques de almacenamiento varía según la empresa y, aunque generalmente se utiliza un valor de 10% anual, es claro que la vida de servicio de los tanques es mucho mayor. ^[44]

Mientras que los costos de mantenimiento pueden ser diferentes de un tipo de tanque a otro, esta diferencia es poco importante, ya que el cuidado ordinario y la pintura son comunes a todos los tipos de tanque de almacenamiento atmosférico. Por lo anterior, el almacenamiento más económico es el de mas bajo costo por barril almacenado. El tiempo requerido para "recuperar" la inversión inicial es determinado por la cantidad invertida en equipo de control de emisiones y la eficiencia de éste para reducir las pérdidas. ^[44]

4.4.1 Comparación de Costo de Almacenamiento

Utilizando los métodos de estimación anteriores se ha determinado el monto de la inversión inicial de orden de magnitud para un tanque de techo fijo, uno de techo flotante y uno de diafragma flotante interno de 12,720 m³ (80,000 bbl) de capacidad. Utilizando los métodos descritos en el Capítulo 3, se han determinado las pérdidas por evaporación para almacenamiento de gasolina RVP 10, se tiene una comparación del costo aproximado de almacenamiento que presenta cada diseño, la cual se presenta en la tabla 4.2. Las unidades utilizadas son las del sistema inglés debido a que en la industria petrolera son de uso más común.

	Tanque de Techo Fijo	Tanque de Techo Flotante	Tanque de Diafragma Flotante Interno
Producto:	Gasolina		
Costo (\$/bbl)	795		
Presión de Vapor Reid (psi)	10		
Producción anual (bbl/año)	640 000		
Capacidad del tanque (bbl)	80 000		
Color del tanque	Blanco		
Diámetro (ft)	120		
Altura (ft)	40		
Valor del Producto	\$ 63 600 000		
Valor del Tanque	\$ 38 600 000	\$ 40 900 000	\$ 43 200 000
Depreciación (10% anual)	\$ 3 860 000	\$ 4 090 000	\$ 4 320 000
Pérdidas por evaporación anual (bbl)	1,232	48	38
Costo de material evaporado	\$ 980 000	\$ 38 200	\$ 30 200
Costo de almacenamiento anual	\$ 4 840 000	\$ 4 128 200	\$ 4 350 200
Costo anual por barril almacenado	\$ 60.5	\$ 51.6	\$ 54.4

Tabla 4.2. Comparación del Costo de Almacenamiento para Tanques Atmosféricos

En el caso de almacenamiento de gasolina, hablar de un ahorro producido por el tanque de techo flotante es relativo, ya que para el almacenamiento de gasolina el tanque de techo fijo es inaceptable desde el punto de vista económico, operativo, de seguridad y ambiental, por lo que el ejemplo se muestra con fines comparativos para mostrar que a pesar de ser la opción más económica en cuanto a inversión inicial, el costo de almacenamiento se eleva sustancialmente debido a las pérdidas por evaporación, así como para reiterar que cuando se almacenan hidrocarburos volátiles es necesario contar con dispositivos de reducción de emisiones de vapor, como son actualmente los techos flotantes y los diafragmas internos.

CONCLUSIONES

- A pesar de que los tanques y los recipientes pueden almacenar cantidades relativamente grandes de hidrocarburos líquidos, la diferencia principal entre ellos radica en su ubicación respecto al límite de batería y la presión a la que operan. Los primeros forman parte del proceso, se encuentran en esta misma área y operan a las mismas condiciones de presión y temperatura del proceso; mientras los tanques operan a una presión y temperatura distinta, las cuales están en función de las propiedades del hidrocarburo almacenado y se encuentran en una área externa a la de proceso.
- Por ser el área que ocupa la mayor parte de la superficie de las instalaciones en plantas de proceso de hidrocarburos, donde existe la mayor concentración de energía almacenada y de recursos económicos en forma de inversión en equipos y valor de productos, siendo una de las mayores fuentes de pérdidas económicas y de daño ambiental, es inevitable considerar como parte integral del diseño de tanques de almacenamiento la seguridad industrial y la aplicación estricta de los códigos de construcción y el apego a la legislación y normatividad correspondiente
- Los diseños de tanques de almacenamiento atmosférico que se apegan estrictamente a lo que dicta el API 650 y las normas correspondientes, disminuyen de manera decisiva los riesgos inherentes a estos equipos como los de incendio al evitar la formación de mezclas explosivas y la probabilidad de accidentes a consecuencia de inhalaciones de vapores de hidrocarburos.
- Para asegurar un correcto funcionamiento de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos durante toda su vida útil, así como minimizar la posibilidad de fallas que deriven en accidentes y para reducir el daño al ambiente por fugas, derrames y emisiones de vapor de hidrocarburos a la atmósfera, es imprescindible establecer y sobre todo, llevar a cabo planes y programas de inspección y mantenimiento preventivo, de acuerdo a los requerimientos que señala el código API 653 para tanques existentes y aquellos que estén por entrar en servicio.
- Debido a que la NOM-075-SEMARNAT-1995 establece que se deben controlar las emisiones de compuestos orgánicos volátiles hasta un mínimo de 95% de las emisiones totales, los techos flotantes de tanques atmosféricos, especialmente los de diafragma interno, constituyen un eficaz dispositivo de control de emisiones, de disminución de las pérdidas económicas; además, no implican sistemas complementarios para su funcionamiento que incluyen costos de operación y de mantenimiento. Por ello, se recomienda que en el diseño de tanques nuevos de almacenamiento atmosférico de hidrocarburos, se considere la instalación de un techo flotante como una parte integral del tanque, tal como lo hacen actualmente las empresas líderes en el área petrolera.

- Debido a que el fuego es el factor principal de los accidentes más destructivos de tanques que contienen hidrocarburos, los mayores riesgos que amenazan a los tanques de almacenamiento son aquellos que pueden ocasionarlo. A menos que se encuentren debidamente protegidas, todas las aberturas en los tanques, como líneas de llenado, de succión, dispositivos de muestreo y venteos son focos de riesgo de incendio. Por lo cual, es esencial que el tanque sea protegido adecuadamente con los sistemas de detección, y protección contraincendio como los descritos en el Capítulo 2.
- De acuerdo a los estimados comparativos del costo de almacenamiento, a pesar de que el tanque de diafragma flotante interno es el de mayor costo anual, es el mas rentable de todos, ya que los tanques de almacenamiento tienen una vida útil mucho mayor a 10 años, con lo cual la disminución de la evaporación hace que, una vez "recuperada" la inversión, se siga evitando la pérdida de producto durante todo el tiempo que el tanque es utilizado.
- Los elevados precios del petróleo de los últimos meses, impactan de forma dramática los costos y los ahorros en las instalaciones de almacenamiento, como a todas las partes de las cadenas productivas, ante esto, es de suma importancia considerar los factores que deben conducir a diseños de áreas y tanques de almacenamiento que cumplan con los requerimientos ambientales, económicos, de proceso y de seguridad, de manera que estos equipos aporten valor al producto y no representen un costo que incremente su precio.

ANEXO

Diámetro del Tanque D	Altura H en ft (m)											
	12 (3.6)	18 (5.4)	24 (7.2)	30 (9)	36 (10.8)	42 (12.6)	48 (14.4)	54 (16.2)	60 (18)			
ft (m)	Capacidad Nominal V en bbl (m³)											
10 (3)	170 (25)	250 (38)	335 (51)	420 (64)	505 (76)	—	—	—	—			
15 (4.5)	380 (57)	565 (86)	755 (115)	945 (143)	1130 (172)	—	—	—	—			
20 (6)	670 (102)	1010 (153)	1340 (204)	1680 (254)	2010 (305)	2350 (356)	2690 (407)	—	—			
25 (7.5)	1050 (159)	1570 (239)	2100 (318)	2620 (398)	3150 (477)	3670 (557)	4200 (636)	4720 (716)	5250 (795)			
30 (9)	1510 (229)	2270 (344)	3020 (458)	3780 (573)	4530 (687)	5290 (802)	6040 (916)	6800 (1031)	7550 (1145)			
35 (10.5)	2060 (312)	3080 (468)	4110 (623)	5140 (779)	6170 (935)	7200 (1091)	8230 (1247)	9250 (1403)	10280 (1559)			
40 (12)	2690 (407)	4030 (611)	5370 (814)	6710 (1018)	8060 (1221)	9400 (1425)	10740 (1629)	12100 (1832)	13430 (2036)			
45 (13.5)	3400 (515)	5100 (773)	6800 (1031)	8500 (1288)	10200 (1546)	11900 (1804)	13600 (2061)	15300 (2319)	17000 (2576)			
50 (15)	4200 (636)	6300 (954)	8400 (1272)	10500 (1590)	12600 (1909)	14700 (2227)	16800 (2545)	18900 (2863)	21000 (3181)			
60 (18)	6040 (916)	9060 (1374)	12100 (1832)	15110 (2290)	18130 (2748)	21150 (3206)	24190 (3664)	37220 (4122)	28260 (4580)			
70 (21)	8230 (1247)	12340 (1870)	16450 (2494)	20580 (3117)	24700 (3741)	28800 (4364)	32930 (4988)	30970 (5089)	—			
80 (24)	10740 (1629)	16120 (2443)	21500 (3257)	26880 (4072)	32260 (4886)	37600 (5700)	35810 (5474)	—	—			
90 (27)	13600 (2061)	20400 (3092)	27220 (4122)	34030 (5153)	40820 (6184)	40510 (6690)	—	—	—			
100 (30)	16800 (2545)	25200 (3817)	33600 (5089)	42000 (6362)	48400 (7634)	—	—	—	—			
120 (36)	24190 (3664)	36290 (5497)	48380 (7329)	58480 (9161)	—	—	—	—	—			
140 (42)	32930 (4988)	49350 (7481)	65860 (9975)	—	—	—	—	—	—			
160 (48)	43000 (6514)	64510 (9772)	74600 (11966)	—	—	—	—	—	—			
180 (54)	54430 (8245)	81650 (12367)	—	—	—	—	—	—	—			
200 (60)	67200 (10179)	100800 (15268)	—	—	—	—	—	—	—			
220 (66)	81310 (12316)	102830 (16303)	—	—	—	—	—	—	—			
Espesor Máximo de Placa = 1/2 in (12.5 mm) Eficiencia de Soldadura = 0.85 Corrosión Permisible = 0 in (0 mm) Esfuerzo de Tensión Máximo Permisible de las Placas de Acero = 21 ksi (145 MPa)												

Tabla A1a Dimensiones y Capacidades Nominales de Tanques Construidos con Placas de 72-in (1800 mm) de Altura y Espesor Máximo de 1/2 in (12.5 mm)[7]

Diámetro del Tanque D	Altura H en ft (m)											
	16 (4.8)	24 (7.2)	32 (9.6)	40 (12)	48 (14.4)	56 (16.8)	64 (19.2)					
ft (m)	Capacidad Nominal V en bbl (m ³)											
10 (3)	225 (34)	335 (51)	450 (68)	—	—	—	—					
15 (4.5)	505 (76)	755 (115)	1010 (153)	1260 (191)	—	—	—					
20 (6)	900 (136)	1340 (204)	1790 (272)	2240 (339)	2690 (407)	—	—					
25 (7.5)	1400 (212)	2100 (318)	2800 (424)	3500 (530)	4200 (636)	4900 (742)	5600 (848)					
30 (9)	2020 (305)	3020 (458)	4030 (610)	5040 (763)	6040 (916)	7050 (1069)	8060 (1221)					
35 (10.5)	2740 (416)	4110 (623)	5480 (831)	6850 (1039)	8230 (1247)	9600 (1455)	10980 (1663)					
40 (12)	3580 (543)	5370 (814)	7160 (1085)	8950 (1357)	10740 (1629)	12540 (1900)	14340 (2171)					
45 (13.5)	4530 (687)	6800 (1031)	9060 (1373)	11340 (1718)	13600 (2061)	15880 (2405)	18140 (2748)					
50 (15)	5600 (848)	8400 (1272)	11200 (1696)	14000 (2121)	16800 (2545)	19600 (2969)	22400 (3393)					
60 (18)	8060 (1221)	12100 (1832)	16130 (2442)	20160 (3054)	24190 (3664)	28220 (4275)	26130 (4358)					
70 (21)	10960 (1663)	16450 (2494)	21950 (3323)	27440 (4156)	32930 (4988)	30140 (4763)	—					
80 (24)	14320 (2171)	21500 (3257)	28670 (4341)	35840 (5429)	35810 (5474)	—	—					
90 (27)	18130 (2748)	27220 (4122)	36290 (5494)	45360 (6871)	—	—	—					
100 (30)	22380 (3393)	33600 (5089)	44800 (6782)	—	—	—	—					
120 (36)	32250 (4886)	48380 (7329)	54200 (8712)	—	—	—	—					
140 (42)	43900 (6650)	65860 (9975)	—	—	—	—	—					
160 (48)	57340 (8686)	74600 (11966)	—	—	—	—	—					
180 (54)	72570 (10993)	—	—	—	—	—	—					
200 (60)	89600 (13572)	—	—	—	—	—	—					
220 (66)	108410 (16422)	—	—	—	—	—	—					
Espesor Máximo de Placa = 1/2 in (12.5 mm) Eficiencia de Soldadura = 0.85 Corrosión Permisible = 0 in (0 mm) Esfuerzo de Tensión Máximo Permisible de las Placas de Acero = 21 ksi (145 MPa)												

Tabla A1b Dimensiones y Capacidades Nominales de Tanques Construidos con Placas de 96-in (2400 mm) de Altura y Espesor Máximo de 1/2 in (12.5 mm) [7]

Altura H	Diametro D	Esfuerzo a la Tensión Máximo Permissible de las Placas de Acero					
		23 ksi (159 Mpa)		30 ksi (208 MPa)		34.3 ksi (236 MPa)	
		Peso	Capacidad	Peso	Capacidad	Peso	Capacidad
m (ft)	m (ft)	Mg (ton S)	m3 (bbl)	Mg (ton S)	m3 (bbl)	Mg (ton S)	m3 (bbl)
12 (40)	60 (200)	233 (272)	33,900 (224,000)	-	-	-	-
	65 (220)	282 (333)	39,800 (271,000)	-	-	-	-
	75 (240)	363 (389)	53,000 (322,500)	298 (320)	53,000 (322,500)	-	-
	80 (260)	408 (453)	60,300 (378,500)	332 (365)	60,300 (378,500)	-	-
	85 (280)	457 (522)	68,100 (439,000)	369 (417)	68,100 (439,000)	-	-
	90 (300)	510 (594)	76,300 (504,000)	409 (472)	76,300 (504,000)	-	-
	100 (320)	621 (671)	94,200 (573,400)	493 (530)	94,200 (573,400)	-	-
	105 (340)	680 (751)	103,900 (647,300)	537 (594)	103,900 (647,300)	-	-
	110 (360)	741 (835)	114,000 (725,700)	585 (661)	114,000 (725,700)	-	-
	115 (380)	804 (923)	124,600 (808,600)	636 (731)	124,600 (808,600)	-	-
	120 (400)	-	-	688 (803)	135,700 (896,000)	-	-
14.4 (48)	55 (180)	276 (312)	34,200 (217,700)	-	-	-	-
	60 (200)	322 (376)	40,700 (268,800)	-	-	-	-
	65 (220)	388 (463)	47,800 (325,200)	316 (374)	47,800 (325,200)	293 (341)	47,800 (325,200)
	75 (240)	505 (543)	63,600 (387,000)	406 (436)	63,600 (387,000)	368 (394)	63,600 (387,000)
	80 (260)	569 (633)	72,400 (454,200)	456 (505)	72,400 (454,200)	413 (453)	72,400 (454,200)
	85 (280)	638 (729)	81,700 (526,800)	509 (579)	81,700 (526,800)	460 (519)	81,700 (526,800)
	90 (298)	711 (821)	91,600 (596,700)	565 (656)	91,600 (604,800)	510 (588)	91,600 (604,800)
	100 (320)	-	-	684 (739)	113,100 (688,100)	617 (662)	113,100 (688,100)
	105 (340)	-	-	747 (827)	124,700 (776,800)	674 (738)	124,700 (776,800)
	110 (360)	-	-	814 (921)	136,800 (870,900)	733 (819)	136,800 (870,900)
	115 (380)	-	-	885 (1019)	149,600 (970,300)	794 (904)	149,600 (970,300)
	120 (400)	-	-	958 (1121)	162,900 (1,075,200)	856 (994)	162,900 (1,075,200)
16.8 (56)	50 (160)	306 (333)	33,000 (200,700)	-	-	-	-
	55 (180)	364 (412)	39,900 (254,000)	-	-	-	-
	60 (200)	428 (502)	47,500 (313,600)	341 (400)	47,500 (313,600)	308 (358)	47,500 (313,600)
	65 (220)	514 (615)	55,700 (379,400)	410 (490)	55,700 (379,400)	376 (441)	55,700 (379,400)
	75 (240)	671 (723)	74,200 (451,500)	533 (575)	74,200 (451,500)	480 (514)	74,200 (451,500)
	80 (260)	-	-	601 (668)	84,400 (529,900)	541 (596)	84,400 (529,900)
	85 (280)	-	-	672 (766)	95,300 (614,600)	604 (684)	95,300 (614,600)
	90 (300)	-	-	747 (871)	106,900 (705,600)	671 (777)	106,900 (705,600)
	100 (320)	-	-	907 (981)	131,900 (802,800)	815 (875)	131,900 (802,800)
	105 (340)	-	-	992 (1100)	145,500 (906,300)	891 (978)	145,500 (906,300)
	110 (360)	-	-	1083 (1225)	159,700 (1,016,000)	970 (1086)	159,700 (1,016,000)
	115 (380)	-	-	1179 (1358)	174,500 (1,132,000)	1053 (1200)	174,500 (1,132,000)
	120 (400)	-	-	1278 (1441)	190,000 (1,204,700)	1139 (1322)	190,000 (1,254,400)
19.2 (64)	50 (160)	390 (423)	37,700 (229,300)	-	-	-	-
	55 (180)	466 (527)	45,600 (290,300)	-	-	-	-
	60 (200)	551 (646)	54,300 (358,400)	433 (508)	54,300 (358,400)	389 (453)	54,300 (358,400)
	65 (220)	-	-	520 (623)	63,700 (433,600)	471 (556)	63,700 (433,600)
	75 (240)	-	-	679 (734)	84,800 (516,000)	609 (653)	84,800 (516,000)
	80 (260)	-	-	766 (853)	96,500 (605,600)	687 (759)	96,500 (605,600)
	85 (280)	-	-	858 (981)	109,000 (702,400)	769 (872)	109,000 (702,400)
	90 (300)	-	-	955 (1116)	122,100 (806,400)	855 (992)	122,100 (806,400)
	100 (320)	-	-	1163 (1259)	150,800 (917,500)	1041 (1119)	150,800 (917,500)
	105 (340)	-	-	-	-	1140 (1252)	166,300 (1,035,700)
	110 (360)	-	-	-	-	1243 (1394)	182,500 (1,161,200)
	115 (380)	-	-	-	-	1351 (1543)	199,400 (1,293,800)
	117 (384)	-	-	-	-	1395 (1574)	206,400 (1,321,200)

Tabla A1c Dimensiones de Tanques Construidos con Placas de 96-in (2400 mm) y Diferentes Esfuerzos Permisibles [7]

PRODUCTO	CRUDO	GASOLINA	DESTILADOS INTERMEDIOS	TURBOSINA	GASÓLEOS DE VACIO	RESIDUOS PRIMARIOS	COMBUS -TOLEOS	RECUPERADO DE TRAMPAS	ASFALTOS
T _{max} (°C)	34	40	40	40	80	80	80	60	80
almacenamiento									
Instalar techo flotante	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Distribuidor de alimentación	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Agitadores	SI	SI	Selectivo	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Alarma alto nivel redundante	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Alarma alto nivel	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Medición remota de nivel y temperatura	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Válvula Presión-Vacío	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Venteo de emergencia	SI	SI	NO	SI	NO	NO	SI	SI	NO
Calentamiento	Selectivo	NO	NO	NO	SI	SI	Selectivo	SI	Selectivo
Sello con gas inerte (Blanketing)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Muestreo cerrado	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Selectivo	SI	Selectivo

Tabla A2. Requerimientos Principales para Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos [10]

CAPACIDAD EN BLS.	1 ENTRADA DE PRODUCTO	2 SALIDA DE PRODUCTO	3 REGISTRO HOMBRE TECHO	4 REGISTRO HOMBRE CUERPO	5 MUESTREO	6 VENTEO	7 DRENAJE TANQUE	8 CAMARA DE ESPUMA	9 INDICADOR DE NIVEL	10 PUERTA DE LIMPIEZA	11 GAS DE SELLO	12 ENTRADA DE VAPOR	13 SALIDA DE CONDENSADO
500	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO	24"	24"	8"	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO	4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO
1000			24"	24"	8"		4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
2000			24"	24"	8"		4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
3000			24"	24"	8"		4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
5000			24"	24"	8"		2 DE 4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
10000			24"	24"	8"		2 DE 4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
15000			24"	24"	8"		2 DE 4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
20000			24"	24"	8"		3 DE 4"	2 DE 4"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
30000			24"	24"	8"		3 DE 4"	2 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
40000			24"	24"	8"		3 DE 4"	2 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
55000			24"	24"	8"		4 DE 4"	2 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
80000			24"	24"	2 DE 8"		4 DE 4"	4 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
100000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"		4 DE 4"	4 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
150000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"		4 DE 4"	4 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"	1 DE 3"		
200000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"		6 DE 6"	6 DE 10"	1 DE 8"	2 DE 48" x 48"	1 DE 3"		

Tabla A3.- Boquillas y Conexiones para Tanques de Almacenamiento de Techo Fijo [45]

CAPACIDAD EN BLS.	1 ENTRADA DE PRODUCTO	2 SALIDA DE PRODUCTO	3 REGISTRO HOMBRE TECHO	4 REGISTRO HOMBRE CUERPO	5 ESCOTILLA DE MEDICION Y MUESTREO	6 VENTEO	7 DRENAJE TANQUE	8 DRENAJE TECHO	9 CAMARA DE ESPUMA	10 DERRAME	11 INDICADORA DE NIVEL	12 PUERTA DE LIMPIEZA	13 RESPIRADERO
55,000	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO		24"	24"	8"	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO		2 DE 4"	2 DE 10"	4 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 24"x24"	SE DIMENSIONA DE ACUERDO A REQUERIMIENTOS DE PROCESO
100,000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"			4 DE 10"	4 DE 10"	4 DE 10"	1 DE 8"	1 DE 36"x48"	
200,000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"			6 DE 6"	6 DE 10"	18 DE 10"	1 DE 8"	2 DE 48"x48"	
500,000			2 DE 24"	2 DE 24"	2 DE 8"			6 DE 8"	11 DE 4"	18 DE 10"	1 DE 8"	4 DE 48"x48"	

Tabla A4. Boquillas y Conexiones para Tanques de Almacenamiento de Techo Flotante [45]

Instalación o Equipo	Tanques atmosféricos que contienen productos inflamables.	Tanques atmosféricos que contienen productos combustibles.
Tanques que contienen productos inflamables.	$\frac{(D_1 + D_2)}{2}$	
Tanques que contienen productos combustibles.	$\frac{(D_1 + D_2)}{2}$	$\frac{(D_1 + D_2)}{4}$
Tanques esféricos presurizados.	Capacidad \leq 40 000 bbl; 1.5 D Capacidad $>$ 40 000 bbl; $D_1 + D_2$	
Tanques horizontales presurizados	Capacidad \leq 40 000 bbl; 1.5 D Capacidad $>$ 40 000 bbl; 60 m	
Tanques refrigerados	1 x D ó 30 m	
Llenaderas y descargaderas de gas L. P.	110	75
Plantas de proceso de riesgo alto.	105	45
Quemadores de fosa.	90	45
Plantas de proceso de riesgo intermedio.	90	30
Cobertizo de bombas contraincendio.	76	53
Cuartos de control, subestaciones eléctricas, talleres, bodegas, almacenes, oficinas de servicios y laboratorios.	76	45
Plantas de proceso de riesgo moderado.	76	30
Llenaderas y descargaderas de autotanques de destilados.		
Llenaderas y descargaderas de carrotanques de destilados.		
Patines de regulación y medición, y Trampas de diablos.		
Oficinas administrativas y estacionamientos públicos.	76	
Casas de bombas de productos inflamables y compresores.	60	30
Estacionamiento de autotanques dentro del centro de trabajo.	45	30
Cabezal de llegada de pozos.	20	
Separador gas – aceite.		
Soloaires		
Deshidratador de crudo.		
Caseta de operadores.	45	
D ₁ y D ₂ = Diámetros de los Tanques Involucrados D = Diámetro del Tanque de Mayores Dimensiones		

Tabla A5a. Distancias de Tanques de Almacenamiento a otras Instalaciones (PEMEX) ^[12]

Capacidad del Tanque (V)		Desde el Limite de propiedad, incluyendo el lado opuesto de vías publicas		Desde el lado mas Próximo a una Vía Publica o al Edificio Importante mas Cercano en la misma Propiedad.	
gal	m ³	ft	m	ft	m
275 o menos	1 o menos	5	1.524	5	1.524
276 a 750	1.05 a 2.84	10	3.048	5	1.524
751 a 12 000	2.85 a 45.4	15	4.572	5	1.524
12 001 a 30 000	45.5 a 113.56	20	6.096	5	1.524
30 001 a 50 000	113.57 a 189.27	30	9.144	10	3.048
50 001 a 100 000	189.28 a 378.54	50	15.24	15	4.572
100 001 a 500 000	378.55 a 1892.70	80	24.384	25	7.62
500 001 a 1 000 000	1892.71 a 3875.41	100	30.48	35	10.668
1 000 001 a 2 000 000	3875.42 a 7570.82	135	41.148	45	13.716
2 000 001 a 3 000 000	7570.83 a 11356.23	165	50.292	55	16.764
3 000 001 o mas	11356.23 o mas	175	53.34	60	18.288

Tabla A5b. Distancias de Tanques de Almacenamiento a otras Instalaciones (NFPA) ^[3]

Diámetro del Tanque		Número de Cámaras de Espuma
(ft)	(m)	
Hasta 80	Hasta 24	1
De 80 a 120	De 24 a 36	2
De 120 a 140	De 36 a 42	3
De 140 a 160	De 42 a 48	4
De 160 a 180	De 48 a 54	5
De 180 a 200	De 54 a 60	6

Tabla A6. Aplicación Superficial de Espuma Contra incendio a Tanques de Almacenamiento con Techo Fijo^[51]

Diámetro del Tanque		Número de Cámaras de Espuma
(ft)	(m)	
20	6	1
40	12	2
80	24	4
120	37	5
140	43	6
160	49	7
180	55	7
200	61	8
280	85	11

Tabla A7. Aplicación Superficial de Espuma Contra incendio a Tanques de Techo Flotante Externo ^[51]

Diámetro del Tanque		Numero de Puntos de Descarga	
		Líquidos Clase I	Líquidos Clase II y III
(ft)	(m)		
Up a 80	Up a 24	1	1
De 80 a 120	De 24 a 36	2	1
De 120 a 140	De 36 a 42	3	2
De 140 a 160	De 42 a 48	4	2
De 160 a 180	De 48 a 54	5	2
De 180 a 200	De 54 a 60	6	3
Mas de 200	Mas de 60	6	3
		Un punto de descarga por cada 5000 ft ² (465 m ²) adicionales.	Un punto de descarga por cada 7500 ft ² (697 m ²) adicionales.

Tabla A8. Aplicación Subsuperficial de Espuma a Tanques de Almacenamiento ^[51]

Distancia (in)	2	4	6	8	10	12	15	18	24	30
Angulo	Longitud de Cobertura de la Boquilla(cm)									
110	14.5	29.0	43.5	57.9	72.4	87.1	108.7	130.6	174.0	217.4
120	17.5	35.3	52.8	70.4	87.9	105.7	132.1	158.5	211.3	264.2
121	18.0	35.9	53.9	71.8	89.8	107.7	134.7	161.6	215.5	269.4
130	21.8	43.7	65.3	87.1	109.0	130.8	163.6	196.3	261.6	326.8

Tabla A9. Longitud de Cobertura Teórica a Diferentes Distancias de la Envolvente

CAPACIDAD DE VENTEO TÉRMICO (Expresada en ft ³ /h de aire)				
Capacidad del tanque		Vacío (T _v)	Presión	
bbbl	m ³		Flash point < 100°F (T _{PB})	Flash point > 100°F (T _{PA})
238	37.84	250	250	137
357	56.76	350	350	200
476	75.68	480	480	270
595	94.60	600	600	350
714	113.52	730	730	425
833	132.44	850	850	500
1000	158.99	1000	1000	600
2000	317.97	2000	2000	1200
3000	476.96	3000	3000	1800
4000	635.95	4000	4000	2400
5000	794.94	5000	5000	3000
10000	1589.87	10000	10000	6000
15000	2384.81	15000	15000	9000
20000	3179.75	20000	20000	12000
25000	3974.68	24000	24000	15000
30000	4769.62	28000	28000	17000
35000	5564.56	31000	31000	19000

40000	6359.49	34000	34000	21000
45000	7154.43	37000	37000	23000
50000	7949.37	40000	40000	24000
60000	9539.24	44000	44000	27000
70000	11129.11	48000	48000	29000
80000	12718.98	52000	52000	31000
90000	14308.86	56000	56000	34000
10000	1589.87	60000	60000	36000
120000	19078.48	68000	68000	41000
140000	22258.22	75000	75000	45000
160000	25437.97	82000	82000	50000
180000	28617.71	90000	90000	54000

Tabla A10. Capacidades de Venteo Térmico ^[3]

DIMENSIONES (CM)					DISTANCIA A LA CUAL LA SEÑAL ES VISIBLE (m)
A	H	W	T	B	
6.2	2.5	1.7	0.4	3.1	15
12.5	5.0	3.5	0.8	6.2	23
18.7	7.6	5.2	1.2	9.3	30
25.0	10.1	7.0	1.6	12.5	60
35.7	15.2	10.5	2.4	18.7	MAYOR DE 60

Tabla A11. Dimensiones del Rombo de Señalización de Riesgos en Tanques de Almacenamiento ^[22]

Producto.	Toxicidad	Inflamabilidad	Reactividad	Especial
Aceite Cíclico Ligero.	0	2	0	
Aceite Recuperado.	1	3	0	
Alquilado Ligero.	1	3	0	
Asfaltos	0	1	0	
Combustóleos.	0	2	0	
Crudo.	2	3	0	
Diesel Industrial.	0	2	0	
Gasóleo de Vacío.	0	2	0	
Gasóleo Pesado.	0	2	0	
Gasolina Amarga.	2	3	0	
Gasolina Desulfurada.	1	3	0	
Gasolina PEMEX Magna.	1	3	0	
Gasolina PEMEX Premium.	1	3	0	
Heptano.	1	3	0	
Kerosina.	0	2	0	
M.T.B.E.	1	3	0	
PEMEX Diesel.	0	2	0	
Residuo Catalítico.	0	2	0	
Residuo Primario.	0	2	0	
T.A.M.E.	1	3	0	
Turbosina Amarga.	1	3	0	

Tabla A12. Escalas de Riesgo para Identificación de Riesgo ^[22]

Líquido	M _v (lb/lbmol)	W _{vc} (lb/gal)	W _{Lio} (lb/gal)	Presión de Vapor, P _{va} (psi)						
				40 °F	50 °F	60 °F	70 °F	80 °F	90 °F	100 °F
Gasolina RVP 13	62	4.9	5.6	4.7	5.7	6.9	8.3	9.9	11.7	13.8
Gasolina RVP 10	66	5.1	5.6	3.4	4.2	5.2	6.2	7.4	8.8	10.5
Gasolina RVP 7	68	5.2	5.6	2.3	2.9	3.5	4.3	5.2	6.2	7.4
Crudo RVP 5	50	4.5	7.1	1.8	2.3	2.8	3.4	4.0	4.8	5.7
Nafta Jet (JP-4)	80	5.4	6.4	0.8	1.0	1.3	1.6	1.9	2.4	2.7
Kerosina Jet	130	6.1	7.0	0.0041	0.0060	0.0085	0.011	0.015	0.021	0.029
Fuel oil destilado No. 2	130	6.1	7.1	0.0031	0.0045	0.0074	0.0090	0.012	0.016	0.022
Aceite Residual No. 6	190	6.4	7.9	2 x 10 ⁻⁵	3 x 10 ⁻⁵	4 x 10 ⁻⁵	6 x 10 ⁻⁵	9 x 10 ⁻⁵	1.3 x 10 ⁻⁴	1.9 x 10 ⁻⁴

Tabla A13. Propiedades Físicas de Algunos Líquidos de Petróleo [1]

Nombre	M _v (lb/lbmol)	T _{EB} ^{1 ATM} (°F)	W _{vc} ^{60°F} (lb/gal)	Presión de Vapor, P _{va} (psi)						
				40 °F	50 °F	60 °F	70 °F	80 °F	90 °F	100 °F
Benceno	78.11	176	7.365	0.64	0.87	1.16	1.508	1.972	2.61	3.287
Ciclohexano	84.16	177	6.522	0.68	0.93	1.218	1.605	2.069	2.61	3.249
Ciclopentano	70.13	121	6.248	2.51	3.29	4.177	5.24	6.517	8.063	9.668
<i>n</i> -Heptano	100.2	209	5.727	0.29	0.41	0.541	0.735	0.967	1.238	1.586
<i>n</i> -Hexano	86.17	156	5.527	1.1	1.45	1.876	2.436	3.055	3.906	4.892
Iso-octano	114.2	211	5.794	0.21	0.39	0.58	0.812	1.093	1.392	1.74
Iso-pentano	72.15	82.1	5.199	5.88	7.89	10.01	12.53	15.33	18.37	21.66
Isopreno	68.11	93.5	5.707	4.76	6.13	7.677	9.668	11.7	14.5	17.11
Metilciclohexano	98.18	214	6.441	0.31	0.43	0.541	0.735	0.986	1.315	1.721
Metilciclopentano	84.16	161	6.274	0.91	1.16	1.644	2.224	2.862	3.616	4.544
<i>n</i> -Pentano	72.15	96.9	5.253	4.29	5.45	6.828	8.433	10.45	12.96	15.47
Tolueno	92.13	231	7.261	0.17	0.21	0.309	0.425	0.58	0.773	1.006

Tabla A14. Propiedades Físicas de Algunos Hidrocarburos [1]

Hidrocarburo	Constantes de la Ecuación de Antoine		
	A (adimensional)	B (°C)	C (°C)
Cumeno	6.963	1460.793	207.78
Ciclohexano	6.841	1201.53	222.65
Etil benceno	6.975	1424.255	213.21
Iso-heptano	6.8994	1331.53	212.41
Hexano	6.876	1171.17	224.41
Metil estireno	6.923	1486.88	202.4
Estireno	7.14	1574.51	224.09
Tolueno	6.954	1344.8	219.48
m-Xileno	7.009	1426.266	215.11
o-Xileno	6.998	1474.679	213.69

Tabla A15. Constantes de la Ecuación de Antoine para Hidrocarburos [1]

Color del Tanque	Acabado	Factor de color (α)	
		Pintura en buen estado	Pintura en mal estado
Aluminio	Espejo	0.39	0.49
	Difuso	0.60	0.68
Gris	Claro	0.54	0.63
	Opaco	0.68	0.74
Rojo	Recubrimiento Primario	0.89	0.91
Blanco	Brillante	0.17	0.34

Tabla A16. Factor de Color para Calcular la Temperatura de Almacenamiento [1]

	ARREGLO	K _{Ra} (lbmol/ft año)	K _{Rb} (lbmol/((mph) ⁿ ft año)	n (adim)
ZAPATA MECÁNICA	Únicamente sello primario ^A	5.8	0.3	2.1
	Sello secundario montado en la zapata	1.6	0.3	1.6
	Sello secundario montado en el bastidor perimetral	0.6	0.4	1.0
SELLO MONTADO EN LÍQUIDO	Únicamente sello primario	1.6	0.3	1.5
	Aislamiento de la intemperie	0.7	0.3	1.2
	Sello secundario montado en el bastidor perimetral	0.3	0.6	0.3
SELLO MONTADO EN VAPOR	Únicamente sello primario ^B	6.7	0.2	3.0
	Aislamiento de la intemperie	3.3	0.1	3.0
	Sello secundario montado en el bastidor perimetral	2.2	0.003	4.3
	Sello secundario montado en la zapata	9.2	0.2	1.9
	Sello secundario montado en el bastidor perimetral	1.1	0.3	1.5

Tabla A17. Factores de Pérdida por Sello Perimetral ^[1]

Notas.- Los factores de esta tabla solo deben ser utilizados a velocidades del viento menores a 15 mph (24 km/h).

A.- Si no se dispone de información específica, este arreglo de sello perimetral representa el sistema más común para tanques con techos flotantes externos o tanques con techos flotantes externos con domo.

B Si no hay información específica disponible, este valor representa el sistema más común para tanques con techos flotantes internos.

Hidrocarburo	Condición de la pared interna		
	Oxidación Ligera	Oxidación Severa	Recubierta de Gunite
Gasolinas y Líquidos de un solo componente	0.0015	0.0075	0.15
Petróleo Crudo	0.0060	0.03	0.60

Tabla A18. Factores de Adherencia en la Pared del Tanque ^[1]

Diámetro del Tanque (ft)	Numero de Columnas N _c	Diámetro del Tanque (ft)	Numero de Columnas N _c
0 < D ≤ 85	1	220 < D ≤ 235	31
85 < D ≤ 100	6	235 < D ≤ 270	37
100 < D ≤ 120	7	270 < D ≤ 275	43
120 < D ≤ 135	8	275 < D ≤ 290	49
135 < D ≤ 150	9	290 < D ≤ 330	61
150 < D ≤ 170	16	330 < D ≤ 360	71
170 < D ≤ 190	19	360 < D ≤ 400	81
190 < D ≤ 220	22		

Tabla A19. Numero de Columnas de Soporte para Tanques con Techo Fijo ^[1]

Tipo de techo fijo	Perfil de la columna	F _c (ft)
Auto soportado	Sin columnas	0.0
Soportado por columnas	9 in x 7 in	1.1
	Barra hueca (φ = 8 in)	0.7
	Detalles no disponibles	1.0

Tabla A20. Diámetro Efectivo de Columnas de Soporte

Tipo de accesorio y detalles de construcción		K _{Fa}	K _{Fb}	m	N _F
Escotilla de acceso (24-in diámetro)	Tapa remachada, con sello ^B	1.6	0	0	1
	Tapa no remachada, sin sello	36 ^C	5.9	1.2	
	Tapa no remachada, con sello	31	5.2	1.3	
Orificio para columna de soporte de techo fijo	Columna tubular, tapa deslizante sin sello	31			N _c (Tabla A19)
	Columna tubular, tapa deslizante con sello	25			
	Columna tubular, con sello de manga de tela flexible	10			
	Columna armada, tapa deslizante sin sello ^C	47			
	Columna armada, tapa deslizante con sello	33			
Poste guía sin perforaciones y orificio para poste guía (8 in de diámetro del poste, 21 in de diámetro del orificio)	Tapa deslizante sin sello ^B	31	150	1.4	1
	Tapa deslizante sin sello, con ducto tubular.	25	2.2	2.1	
	Tapa deslizante con sello	25	13	2.2	
	Tapa deslizante con sello con limpiador de poste guía	14	3.7	0.78	
	Tapa deslizante con sello, con ducto tubular	8.6	12	0.81	
Poste guía con perforaciones y orificio para poste guía (8 in de diámetro del poste, 21 in de diámetro del orificio)	Tapa deslizante con o sin sello	43	270	1.4	1 ^F
	Tapa deslizante con o sin sello, con flotador	31	36	2.0	
	Tapa deslizante con sello, con limpiador del poste	41	48	1.4	
	Tapa deslizante con sello, con manga de tela en el poste	11	46	1.4	
	Tapa deslizante con sello, con manga y limpiador.	8.3	4.4	1.6	
	Tapa deslizante con sello, con flotador y limpiador.	21	7.9	1.8	
	Tapa deslizante c/sello, flotador, manga y limpiador.	11	9.9	0.89	
Orificio para flotador de medición (medidor automático)	Tapa no remachada, sin sello ^B	14 ^C	5.4	1.1	1
	Tapa no remachada, con sello	4.3	17	0.38	
	Tapa remachada, con sello	2.8	0	0	
Escotilla de medición/ Puerto de muestreo	Actuación mecánica compensada, con sello ^B	0.47	0.02	0.97	1
	Actuación mecánica compensada, sin sello	2.3			
	Sello de tela, 10% de área abierta	12	0	0	
Rompe-vacío	Actuación mecánica compensada, sin sello	7.8	0.01	4.0	N _{vb} (Tabla A22)
	Actuación mecánica compensada, con sello ^B	6.2 ^c	1.2	0.94	
Drenaje de cubierta (diámetro 3 in)	Abierto ^B	1.5	0.21	1.7	N _d (Tabla A22)
	90% cerrado	1.8	0.14	1.1	
Drenaje superficial (diámetro 1 in) (solo para Techo flotante externo)		1.2			D ² /125
Pata de soporte de techo flotante (diámetro 3 in)	Ajustable, para cubierta flotante interna ^C	7.9			N _p (Tabla A23),
	Ajustable, área del pontón, sin sello ^B	2	0.37	0.91	
	Ajustable, área del pontón, con sello	1.3	0.08	0.65	
	Ajustable, área del pontón, con funda de tela	1.2	0.14	0.65	
	Ajustable, área central sin sello ^B	0.82	0.53	0.14	
	Ajustable, área central con sello	0.53	0.11	0.13	
	Ajustable, área central, con funda de tela	0.49	0.16	0.14	
	Ajustable, para techos doble capa	0.82	0.53	0.14	
	Fija	0	0	0	
Venteo de sello perimetral (Solo Zapata Mecánica)	Actuación mecánica compensada, s/sello	0.68	1.8	1	1
	Actuación mecánica compensada, c/sello ^B	0.71	0.1	1	
Escalera de Acceso ^D	Tapa deslizante, sin sello ^B	76			1 ^d
	Tapa deslizante, con sello	56			

Tabla A21. Factores de Pérdida por Accesorios y Numero Típico de Accesorios para Techos Flotantes ^[1]

B.- Si no hay información específica disponible, este valor representa el accesorio más común para techos flotantes.

C.- Si no hay información específica disponible, este valor es típico para tanques con diafragma flotante interno.

D.- No es común utilizar escaleras de acceso en tanques con techos fijo autosoportado.

F.- El poste guía perforado es un accesorio opcional y normalmente no se utiliza.

Diámetro (ft) ^b	Cantidad de dispositivos rompe vacío N_{vb}		Número de drenajes de cubierta N_d
	Techo tipo Pontón	Techo tipo doble capa	
50	1	1	1
100	1	1	1
150	2	2	2
200	3	2	3
250	4	3	5
300	5	3	7
$N_{vb} = 1$ Para Diafragma Flotante Interno			

Tabla A22.- Numero Típico de Rompe Vacío y Drenajes de Cubierta para Techos Flotantes ^[1]

Patas de Soporte para Techo Flotante			
D (ft) ^b	Techo tipo pontón		N_p (Techo de Doble Capa)
	N_p (Área del Pontón)	N_p (Área Central)	
30	4	2	6
40	4	4	7
50	6	6	8
60	9	7	10
70	13	9	13
80	15	10	16
90	16	12	20
100	17	16	25
110	18	20	29
120	19	24	34
130	20	28	40
140	21	33	46
150	23	38	52
160	26	42	58
170	27	49	66
180	28	56	74
190	29	62	82
200	30	69	90
210	31	77	98
220	32	83	107
230	33	92	115
240	34	101	127
250	35	109	138
260	36	118	149
270	36	128	162
280	37	138	173
290	38	148	186
300	38	156	200
310	39	168	213
Para Diafragma Flotante Interno: $N_p = 5 + \frac{D}{10} + \frac{D^2}{600}$			

Tabla A23.- Número Típico de Patas de Soporte para Techos Flotantes ^[1]

Construcción de la cubierta		Factor de longitud de unión S_D (ft/ft ²)	Fórmula para S_D L = LARGO W = ANCHO
Hoja continua	Ancho (W) = 5 ft	0.20 (Nota)	$SD = \frac{1}{W}$
	Ancho (W) = 6 ft	0.17	
	Ancho (W) = 7 ft	0.14	
Panel	5 x 7.5 ft rectangular	0.33	$SD = \frac{L + W}{LW}$
	5 x 12 ft rectangular	0.28	

Tabla A24.- Factores de Unión en la Cubierta para Diafragmas Flotantes Internos ^[1]

Nota.- Si no hay información específica disponible, este valor representa las cubiertas remachadas más comunes.

Año	Índice de Costo de Marshall & Swift	Índice de Costo del Chemical Engineering (CEPCI)
1926	100	-
1959	223	100
1964	242	103
1965	245	104
1969	285	119
1970	303.3	125.7
1975	444.3	182.4
1980	560	261
1985	790	325
1990	915	357.6
1995	1 027.5	381.1
1996	1 039.2	381.8
1997	1 056.8	386.5
1998	1 061.9	389.5
1999	1 068.3	390.6
2000	1 089.9	394.1
2001	1 093.9	394.3
2002	1 104.2	395.6
2003	1 123.6	402.0
2004	1 178.5	444.2
2005	1 244.5	468.2
2006	1 302.3	520.0

Tabla A25. Principales Índices de Costo de Equipo ^{[43] [46]}

GLOSARIO

Accesos.- Escaleras o rampas instaladas estratégicamente en los muros de los diques de contención de los tanques de almacenamiento, para que el personal se introduzca o abandone los patios internos de los diques.

Agente extinguidor.- Es la sustancia o mezcla de ellas, que al contacto con un material en combustión en la cantidad adecuada, apaga el fuego.

Ánodo de sacrificio.- Elemento emisor de corriente eléctrica con potencial normal de oxidación mayor que el de la estructura por proteger y que al emitir la corriente eléctrica de protección, se consume.

API.- American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo), organización profesional de la industria del petróleo y química, desarrolla y distribuye publicaciones y estándares, que ayudan a mejorar la eficiencia y efectividad de las operaciones industriales, cumplir con legislaciones y normas y asegurar la salud, seguridad y proteger el ambiente.

ASTM.- American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).

AWS.- American Welding Society (Sociedad Americana de Soldadura).

ASME.- American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

Aplicación Tipo II.- Aplicación de espuma sobre la superficie de un producto contenido en un tanque de almacenamiento, mediante dispositivos fijos o semifijos (cámaras de espuma o garzas portátiles) que permiten depositarla suavemente sin provocar la agitación del líquido.

Aplicación Tipo III.- Aplicación de espuma sobre la superficie de un producto contenido en el interior de un tanque de almacenamiento, con monitores móviles de alto gasto que permitan dirigir los chorros de espuma para depositarla en el centro del tanque.

Área de proceso.- Conjunto de instalaciones y equipos donde se procesa y transforma el petróleo en productos químicos, petroquímicos y derivados, mediante una secuencia integrada de operaciones físicas y/o químicas.

Arrestador de flama.- Dispositivo de seguridad que permite el paso libre de aire, o mezclas de vapores, pero impide el paso de flamas o chispas, reduce la fricción superficial y tiene capacidad de drenar los condensados. En los tanques de almacenamiento atmosférico es parte integral de los sistemas de venteo, con el fin de evitar la propagación de la flama hacia el interior del tanque. Los arrestadores de flama comerciales del tipo aprobado por Underwriters Laboratories o Factory Mutual Engineering and Research Corporation, se presentan en diferentes tamaños de boquilla, que van de 2 a 12 in de diámetro nominal.

Aspersor.- Dispositivo utilizado para atomizar, dosificar y aplicar agua contra incendio, para proporcionar enfriamiento a diversas instalaciones, así como para prevenir y/o extinguir incendios.

Atmósfera explosiva.- Área en que la concentración ambiental de vapores inflamables se encuentra entre el 20% del límite inferior de inflamabilidad y el límite superior de inflamabilidad.

Auditoría ambiental.- Proceso de verificación sistemática y documentada para obtener y evaluar objetivamente pruebas que determinen si las actividades ambientales especificadas, acontecimientos, condiciones, sistemas administrativos o la información acerca de estas cuestiones se ajustan a los criterios de auditoría y comunicar los resultados de este proceso al cliente.

AWWA.- American Water Works Association (Asociación Americana de Trabajos Hidráulicos)

Barril (bbl).- Unidad de volumen de la industria del petróleo. Equivale a 159 L (42 galones americanos). A principios del siglo XX era un recipiente formado con duelas de encino blanco apretadas por aros, se utilizaba para el transporte del petróleo en barcos o carretas.

Boil-Over.- Fenómeno que se presenta en el incendio de ciertos líquidos, como crudo o hidrocarburos pesados, ocurre cuando los residuos de la superficie encendida se vuelven más densos que el producto no incendiado, formando una capa caliente que avanza hacia abajo más rápidamente que el líquido que sube a la superficie. Cuando esta capa caliente alcanza el agua o la emulsión agua-aceite en el fondo del tanque, provoca el sobrecalentamiento y ebullición casi explosiva del agua, con lo cual, el producto fluye violentamente hacia arriba, aumentando el nivel en el tanque y causando la expulsión de producto incendiado, asociado con un incremento repentino de la intensidad del fuego.

Froth-Over.- Este fenómeno no se asocia con eventos de fuego, pero ocurre cuando existe un eventual contacto entre agua e hidrocarburos calientes y viscosos dentro de un tanque de almacenamiento. Cuando ocurre el mezclado de estas sustancias, el agua se evapora muy rápidamente, con lo cual, el nivel en el tanque aumenta provocando el derrame de producto.

Slop-Over.- Este fenómeno produce menores efectos que el Froth-Over y es ocasionado cuando se lanza agua a la superficie incendiada dentro de un tanque de almacenamiento.

Boquilla.- Orificio realizado en la pared y/o techo de un tanque o recipiente para la entrada y/o salida de un fluido o la instalación de un instrumento de medición, generalmente son bridadas o roscadas.

Calor latente de vaporización.- Es la cantidad de calor requerido para convertir una cantidad unitaria de líquido a vapor a temperatura constante, durante el proceso de ebullición.

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

Chispa incendiaria.- Es la descarga o chispa que libera energía de por lo menos 0.25 mJ, capaz de encender una mezcla inflamable.

Combustión.- Reacción de oxidación rápida de una sustancia con oxígeno, la más importante reacción de la industria química y la más antigua conocida por el hombre, con desprendimiento de luz y calor.

Concentrado AFFF.- (Aqueous Film Forming Foam).- Líquido que mezclado con agua dulce o salada en una proporción del 3% al 6%, produce una espuma de baja expansión que flota sobre la superficie incendiada de hidrocarburos y actúa como una barrera que sofoca el fuego y enfría dicha superficie, desplegando además una película de alta consistencia que aísla la superficie del líquido del oxígeno del aire y suprime la generación de vapores inflamables. Es compatible con el polvo químico seco y diseñado para aplicarse en incendios confinados y derrames.

Concentrado FFFP.- (Film Forming Fluoroprotein Foam).- Utiliza surfactantes fluorados para producir una espuma de baja expansión, forma una película acuosa que suprime la generación de vapores cuando se extiende sobre la superficie del hidrocarburo. Es de base proteica con estabilizadores e inhibidores que evitan su congelamiento, la corrosión y la descomposición bacteriana; su contenido de flúor le brinda un mayor desplazamiento; se utiliza normalmente mezclado con agua en proporciones del 3% al 6%. Es compatible con el polvo químico seco.

Concentrado AR AFFF.- (AFFF Resistente al Alcohol).- Concentrado resistente a los solventes polares, que mezclado con agua dulce o salada en proporción hasta del 6%, produce una espuma de baja expansión que extingue fuegos que se originan sobre la superficie de líquidos polares solubles en agua, evitando su reignición. Este tipo de concentrados, mezclados con agua en una proporción del 3% al 6%, extinguen con la misma efectividad incendios en tanques de almacenamiento que contienen productos inflamables o combustibles no solubles en agua.

La clase 3 x 3%, mezclada en proporción del 3% en agua extingue incendios de líquidos igual que la variante anterior, además de líquidos con aditivos oxigenados en proporciones del 10% en volumen y mayores. La variante 1 x 3% extingue incendios de hidrocarburos en proporción del 1% en agua, mientras que en proporción de 3% en agua extingue incendios de líquidos polares. Todos deben ser compatibles con el polvo químico seco.

Corrosión.- Proceso electroquímico, en el cual suceden reacciones de oxidación y reducción, mediante un intercambio de electrones que genera una corriente eléctrica continua entre un ánodo y un cátodo, a través de un medio conductor generalmente agua, formando una típica pila galvánica en medio acuoso.

Densidad del vapor.- Es un número que indica la densidad relativa de un vapor o gas comparada con la densidad del aire, considerada como la unidad; se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Densidad de vapor} = \frac{\text{Peso Molecular}}{29(\text{Peso Molecular del Aire})}$$

Detector de incendios.- Aparato que funciona de manera autónoma y que contiene un dispositivo de alarma audible y visible que se activa al percibir condiciones que indiquen la presencia de una combustión, como son calor, humo, flama o una combinación de éstas, anunciando una situación de emergencia.

Dique.- Muro de contención de concreto o mampostería sólida, construido alrededor de uno o más tanques de almacenamiento para contener el derrame de un producto y evitar su extensión hacia otras áreas.

Drenaje.- Sistema formado por tuberías, válvulas y accesorios, para coleccionar y desalojar los líquidos contenidos en el interior de los diques de contención de los tanques de almacenamiento.

Drenaje aceitoso.- Colecta y desaloja hidrocarburos o las aguas contaminadas con hidrocarburos en el interior de los diques de contención de los tanques de almacenamiento.

Drenaje pluvial.- Colecta y desaloja las aguas generalmente de lluvia no contaminadas con hidrocarburos en el interior de los diques de contención de los tanques de almacenamiento.

EPA.- Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de EE.UU.)

Espacio confinado.- Es un lugar lo suficientemente amplio, configurado de tal manera que una persona puede desempeñar una determinada tarea en su interior, que tiene medios limitados o restringidos para su acceso o salida, que no esté diseñado para ser ocupado por una persona en forma continua y en el cual se realizan trabajos específicos ocasionalmente, los tanques de almacenamiento se consideran espacios confinados.

Espuma contraincendio.- Es una masa estable de pequeñas burbujas formadas por agua, concentrado espumante y aire. Al ser más ligera que los hidrocarburos líquidos, flota en la superficie impidiendo el acceso de oxígeno y evitando su mezcla con vapores inflamables, enfriando y separando la flama de la superficie incendiada y, por lo tanto, provocando la extinción del fuego.

Frente de ataque.- Vialidad de cuando menos 7 metros de ancho, aledaña a un tanque o grupo de tanques de almacenamiento, por donde los equipos de atención a emergencias y vehículos contraincendio pueden circular y acceder a las áreas involucradas.

Fuego.- Es la combustión, en la cual se produce, según el combustible, calor, luz, humos, residuos sólidos y gaseosos, el cual se maneja dentro de límites que permiten controlar su intensidad, alcance, y aplicación.

Gasto total de extinción.- Es el gasto de solución espumante requerido para la extinción del incendio de un tanque considerado como riesgo mayor.

Gravedad API (°API).- Unidad de densidad adoptada por el API, cuanto más alto es el valor, menor es la densidad del hidrocarburo. Se relaciona con el peso específico por la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Peso Específico @ } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

Hidrante.- Dispositivo para la salida de agua contraincendio, constituido por dos tomas para conectar mangueras de 63.5 mm (2 ½ pulg.) de diámetro, diseñados de tal manera que para cada una de las tomas, pueda proporcionarse un gasto mínimo de agua 946 L/min (250 gpm) por cada toma a una presión de 7 Kg/cm² man (100 psig).

Hidrante-Monitor.- Elemento constituido por la combinación de un hidrante de dos tomas y un monitor, cuya demanda total de agua contraincendio es de 1000 gpm.

Hidrocarburos.- Compuestos orgánicos formados solamente por carbono e hidrógeno. Se dividen en dos grupos principales de acuerdo a su estructura molecular.

- Alifáticos.- Se dividen en tres grupos de acuerdo a la estructura de átomos de carbono que los forma:
 - o Alcanos y Cicloalcanos.- Son hidrocarburos saturados de formula general C_nH_{2n+2} , para los alcanos de cadena abierta, y C_nH_{2n} para los cicloalcanos cuya molécula es una cadena cerrada de átomos de carbono en forma de anillo. El mas sencillo es el metano CH_4 .
 - o Alquenos.- Son hidrocarburos no saturados de cadena abierta de formula general C_nH_{2n} , que poseen uno o mas enlaces dobles entre átomos de carbono. El mas sencillo es el eteno o etileno C_2H_4 .
 - o Alquinos.- Son hidrocarburos no saturados de cadena abierta de formula general C_nH_{2n-2} , que poseen uno o mas enlaces triples entre átomos de carbono. El mas sencillo es el etino o acetileno C_2H_2 .
- Aromáticos.- Son hidrocarburos que incluyen al benceno y a los compuestos que contienen grupos alifáticos o aromáticos unidos a anillos aromáticos. El hidrocarburo aromático mas sencillo es el benceno C_6H_6 .

Incendio.- Es el fuego que se desarrolla sin control en el tiempo y el espacio.

Límite de batería.- Es el límite donde inicia o termina un área de proceso, en cuyo interior se encuentra la totalidad del equipo requerido para la operación de una unidad de proceso. Generalmente lo conforma una calle o una frontera física.

Límite inferior de inflamabilidad.- Es la mínima concentración de un gas o vapor inflamable en aire (% Vol.) que se inflama si hay una fuente de ignición presente a la temperatura ambiente.

Límite superior de inflamabilidad.- Es la máxima concentración de un gas o vapor inflamable en aire (% Vol.) que se inflama si hay una fuente de ignición presente a la temperatura ambiente.

Líquido Criogénico.- Aquel que tiene un punto de ebullición menor de -150°F (-101°C) a una presión de 14.7 psia (101 kPa_{ABS}).

Líquido Inestable.- Un líquido que en estado puro o producido comercialmente o transportado, polimeriza vigorosamente, se descompone, provoca reacciones de condensación o llega a ser auto-reactivo bajo impacto, presión o temperatura.

Mezcla Brent.- Petróleo del campo Brent y yacimientos de la cuenca Shetland del Mar del Norte (38°API), Inglaterra. Su precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros crudos del Mar del Norte.

Mezcla Mexicana de Exportación.- Para propósitos comerciales y asegurar el valor económico de los hidrocarburos, México vende, mezclas de crudos de diferentes densidades como se muestra en la siguiente tabla:

Crudo	Olmeca (Ligero)	Istmo (Medio)	Maya (Pesado)
° API	39.8	33	22.1
Contenido de Azufre (%)	0.77	1.3	3.3
Gasolina (%Vol.)	38	26	17
Intermedios (%Vol.)	33.7	32	28
Gasóleos (%Vol.)	20.5	18	16
Residuo (%Vol.)	5.4	23	38
Origen	Chiapas y Tabasco	Veracruz y Tabasco	Regiones Marinas

Monitor.- Dispositivo con boquilla regulable, para dirigir un chorro de agua compacto o como niebla, con mecanismos que permiten girar la posición de la boquilla 120° en el plano vertical y 360° en el plano horizontal, pudiéndose mantener estable en la posición seleccionada. Cada monitor maneja un volumen de agua de 500 gpm a una presión de 7 Kg/cm² man (100 psig), para un alcance mínimo de chorro de agua de 30 m.

NACE.- National Association of Corrosión Engineers (Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión).

NEC.- National Electric Code (Código Eléctrico Nacional). Norma NFPA 70

NEMA.- National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes de Productos Eléctricos).

NSHT.- National Standard Hose Thread (Estándar Nacional de cuerdas para manguera). Tipo de cuerda para conexiones roscadas utilizada en hidrantes, monitores y tomas de camión contraincendio.

Patio interno de dique.- Es la superficie comprendida en la parte interna de los diques de contención, en donde pueden asentarse uno o varios tanques de almacenamiento.

Penetración (n).- Consistencia de un material bituminoso, expresada como la distancia en décimas de milímetro, que una aguja estándar puede penetrar verticalmente una muestra de material bajo condiciones establecidas de carga, tiempo y temperatura.

Peso específico.- Es la relación del peso de la sustancia y el peso del mismo volumen de agua a determinadas condiciones de temperatura, normalmente a -15.6 °F (4 °C). El p.e. de un líquido inflamable ayuda a indicar las medidas apropiadas de extinción de incendios, y la necesidad de precauciones especiales.

Petróleo.- La palabra proviene del latín *petros*-piedra y *oleum*-aceite. Es un líquido viscoso, de color pardo oscuro, olor desagradable y penetrante, es tóxico, irritante e inflamable. Se encuentra en yacimientos a diferentes profundidades en el interior de la tierra. Su origen más probable es la descomposición de animales de origen marino principalmente, y de plantas de los periodos Triásico, Jurásico y Cretácico de la era Mesozoica. Está formado por una mezcla de hidrocarburos, también contiene pequeñas cantidades de otros elementos como azufre, oxígeno, nitrógeno, níquel, vanadio, arsénico, cromo y otros elementos en menores cantidades.

El **Petróleo Crudo** es el obtenido de los yacimientos, sin ser procesado en una refinería; su punto de inflamación es menor a 65.6°C (150 °F). El de mayor °API se denomina **ligero** y se compone principalmente de hidrocarburos lineales de cadena corta, siendo más valioso; el de menor °API, denominado **pesado**, contiene moléculas de alto peso molecular como naftenos y aromáticos. Al crudo con alto contenido de azufre (más de 1.0 % peso) se denomina crudo amargo y al de menor contenido (menor a 0.5 % peso), crudo dulce.

Las clasificaciones del crudo más importantes son:

Tipo de Crudo	°API
Ligeros	Mayor de 35
Medios	23 a 35
Pesados	Menor de 23

Petroquímicos.- Productos químicos derivados de los hidrocarburos que además de carbono e hidrógeno, tienen en su molécula átomos de diferentes elementos que les confieren propiedades especiales.

Presión de Vapor.- La presión de vapor de una sustancia indica su tendencia a evaporarse y es una función de la temperatura. Las unidades usuales son milímetros de mercurio (mmHg) y libras sobre pulgada cuadrada (psi). El método para determinarla se describe en el ASTM D-2879.

Protección Catódica.- Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas contra la corrosión, consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodos, mediante el paso de corriente eléctrica proveniente del sistema de protección seleccionado.

Punto de auto-ignición.- Es la mínima temperatura requerida para causar o iniciar la combustión auto sostenida, en ausencia de chispa o flama.

Punto de ebullición.- Es la temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala a la presión atmosférica. El punto de ebullición normal de un líquido puro es la temperatura a la cual su presión de vapor es igual a la presión atmosférica estándar (1 atm).

Punto de inflamación.- (Flash Point) Es la temperatura más baja a la cual un hidrocarburo desprende suficientes vapores para formar una mezcla aire-vapor sobre su superficie, produciendo un "flasheo" o explosión suave y que puede continuar ardiendo una vez que ha ocurrido la ignición.

Recipiente.- Equipo de proceso cuya función es el almacenamiento temporal y alguna operación unitaria, al formar parte del proceso esta sometido a las mismas condiciones de temperatura y presión de operación que los demás equipos de la unidad de proceso.

Recuperado de trampas.- Son los líquidos que contienen mezclas de agua y fracciones ligeras y pesadas de petróleo que provienen de las trampas de diablos y de separadores API.

Riesgos.- Es la posibilidad de daño o pérdidas de los recursos humanos o materiales de la empresa.

Riesgo mayor.- Es el escenario que demanda la mayor cantidad de recursos humanos y materiales en caso de incendio.

Ruta de evacuación.- Es el camino continuo y libre de obstáculos, que va desde cualquier punto de un centro de trabajo hasta un lugar seguro y que consta de tres partes: acceso a la ruta general de evacuación, área de salida y descarga de salida.

Salida de emergencia.- Salida independiente de las de uso normal, empleada como parte de la ruta de evacuación en caso de que el tiempo de desocupación desde algún puesto de trabajo sea mayor a 3 minutos a través de dicha ruta.

Saudi Arab Light Crude Oil.- Crudo de 33° API, cuyo precio durante los años 70 fue el valor referencia en las transacciones de crudo de oriente medio y del mundo. Hoy continúa siendo el valor de referencia para la OPEP.

SSPC.- Steel Structures Painting Council (Concilio sobre Pintura de Estructuras de Acero).

Tanque de almacenamiento.- Recipiente cuya capacidad es mayor de 227 L (60 gal), de instalación fija, cuyo servicio no sea para operaciones de proceso; fabricado en diversos tipos de diseño adecuados para cada aplicación particular.

Tonelada.- Unidad de medida de masa, en el SI la tonelada métrica equivale a 1 Mg (1000 kg), en el sistema inglés la tonelada corta equivale a 907.18 kg, y la tonelada larga equivale a 1016.05 kg.

Válvula de presión-vacío (PV).- Dispositivo de venteo de tanques de almacenamiento atmosférico de techo fijo, normalmente cerrado, excepto cuando opera bajo condiciones de presión-vacío internos en el tanque.

Vías de escape.- Son los medios adicionales que se construyen en el interior de los diques de contención, para facilitar la salida del personal en casos de emergencia, como los escalones empotrados en la parte interior de los muros cuando éstos exceden una altura de 1.80 m, o las rampas que se construyen para fines diversos.

West Texas Intermediate Crude Oil (WTI).- Crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en EUA y América del Sur.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

1. Emission Factor Documentation for AP-42, Section 7.1, "Organic Liquid Storage Tanks, Final Report", U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, September 2002.
2. León Estrada Juan Manuel, "Diseño y Cálculo de Recipientes Sujetos a Presión", INGLESA, México, 2001, Pp. 11, 13, 15, 179.
3. NFPA 30, Flammable and Combustible Liquids Code, Ed. 2003
4. León Estrada Juan Manuel, "Diseño y Cálculo de Tanques de Almacenamiento", INGLESA, México, 2001, Pp. 9, 15, 55, 56, 61, 65, 66, 81-90
5. PROTECTOSEAL, Ingeniería y Fabricación de Equipo de Control de Vapores y Prevención de Incendios, Manual Técnico, USA, Pp. 7, 18.
6. Constantino Álvarez Fúster, Diseño de Equipo, Tanques y Recipientes, Colección Cuadernos de Posgrado, UNAM, Facultad de Química, México, 1995, Segunda edición. Pp 17, 18, 25, 26 33, 34.
7. API Standard 650, "Welded Steel Tanks for Oil Storage", 10a Ed. 1998, Addenda 2003.
8. NRF-015 PEMEX-2003, Protección de Áreas y Tanques de Almacenamiento de Productos Inflamables y Combustibles, Rev. 0.
9. Yacine Amrouche et Al, General Rules for Aboveground Storage Tank Design and Operation, CEP Magazine, December 2002, Pp. 54-58.
10. DG-GPASI-SI-3620 Dictamen Normativo de las Medidas Adicionales de Seguridad (MAS) en Tanques Atmosféricos, PEMEX.
11. PIP, Process Industry Practices, Appendix, Equipment Symbols – Storage Tanks, Practice Ref. PIC001, pp. 6, 7.
12. NRF-010-PEMEX-2004 Espaciamientos Mínimos y Criterios para la Distribución de Instalaciones Industriales en Centros de Trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
13. CR-E-05, Criterio Normativo de Diseño de Áreas de Almacenamiento, Tanques Atmosféricos Verticales; Plano E-600C Rev. 0 "Frentes de Ataque, Vías de Escape y Acceso para Mantenimiento". PEMEX
14. Manual de Procedimientos de Ingeniería de Diseño, Seguridad Industrial, PEMEX, Rev. 0; Pág. 15, 16, 23-26, 188.
15. API Standard. 2000.- Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks, 2002.
16. John M. Lieb, "External Pressure on Storage Tanks", Tank Industry Consultants, Pipeline Magazine, issue 18.
17. Godoy, L. A., (2006), Daños en Tanques de Almacenamiento de Combustible debidos al Huracán Rita, Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil, Vol. 6, No. 1, pp. 27-36.
18. RUSEV, C.D.C.T, "Sobre la proyección de Tanques Verticales de Acero de Grandes Capacidades en la República de Cuba", Empresa Cubana de Acero, SIME, La Habana, Cuba, 1985, Pp. 22-53.

19. Artículo Técnico "La Corrosión y su Protección, Protección Catódica, Conceptos Básicos sobre Corrosión y su Protección, PROCAINSA, S.A.
20. NRF-017-PEMEX-2001, Protección Catódica en Tanques de Almacenamiento.
21. International Protective Coatings, "Preparación de la Superficie", Hoja Técnica, 1997.
22. NRF-009-PEMEX-2001, Identificación de Productos Transportados por Tuberías o Contenidos en Tanques de Almacenamiento. Rev. 0.
23. PEMEX Exploración y Producción, Requisitos para la Adquisición de Recipientes Atmosféricos, P.2.0341.02: 1999 UNT.
24. Marambio Dennett Eduardo, Normatividad para el Manejo de Disolventes en Autotanques y Tanques Atmosféricos de Almacenamiento, FISI – FQ, 2000.
25. NOM-022-STPS-1999, Electricidad Estática en los Centros de Trabajo–Condiciones de Seguridad e Higiene.
26. API RP 2003, Protección contra Ignición, Electricidad Estática, Rayos y Corrientes Parásitas.
27. PRE-7.4 Procedimientos de Diseño, "Diseño de Instalaciones en Áreas Peligrosas", Bufete Industrial, Pp. 1, 3-6.
28. CMIC, "Inducción a la Seguridad e Higiene para el Personal de Contratistas que Labora en las Instalaciones de PEMEX Petroquímica", México, 2004, Pp. 3, 4, 5-9, 12.
29. John R. Cornell, Catastrophic Tank Failures: Highlights of Past Failures along with Proactive Tank Designs, The US EPA Fourth Biennial Freshwater Spills Symposium, Tanks and Standards.
30. API Std. 653.- Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques de Almacenamiento
31. Quadri, T. G. 1994. Industria y Política Ambiental. El Nacional. Sábado 18 de Junio. México.
32. Gutiérrez, E. M. 1990. Los Residuos Sólidos Peligrosos: ¿ Un Riesgo sin Solución?. Ciencias. No. 20 UNAM.
33. PEMEX. 1988. El Petróleo. Gerencia de Información y Relaciones Públicas. México
34. Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, SEMARNAT, México, Actualización 2003.
35. Reglamento de la LGEEPA en Materia de Impacto Ambiental, SEMARNAT, México, 2000.
36. Bojorquez, T. L. A. & O. García. 1995. Aspectos Metodológicos de la Auditoría Ambiental. PEMEX: Ambiente y Energía, los retos del futuro. Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM-PEMEX. Pp. 59-72.
37. Reglamento de la LGEEPA en Materia de Residuos Peligrosos, SEMARNAT, México, 2000.
38. Saval, B. S. 1995. Acciones para le Remediación de Suelos en México. Segundo Minisimposio Internacional sobre Contaminantes del Agua y Suelo. Instituto de Ingeniería. UNAM
39. Barcelona, M.; A. Wehrmann; J. F. Keely & W. A. Pettyjohn. 1990. Contamination of Groundwater Prevention Assessment, Restoration. Noyes Data Corporation. New Jersey.
40. F. Fernández Cañas, "Estimación Rápida del Precio de un Tanque de Almacenamiento", Intecsa-UHDE Industrial, S.A., Ingeniería Química - Diciembre 1998, Págs. 91-93.

41. Randall W. Whitesides, Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion, CPE, USA, 2005
42. K.M. Guthrie, Data and Techniques for Preliminary Capital Cost Estimating, Chemical Engineering, March, 1969.
43. H. P. Loh, Process Equipment Cost Estimation, Final Report, National Energy Technology Center, USA, 2002, Pp. 49, 51, 55.
44. Izaguirre L. Tomás, Uso de los Tanques de Techo Flotante en la Industria Petrolera para Reducir las Pérdidas por Evaporación, Tesis de Licenciatura, Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1988. Págs. 5, 6, 130, 132, 133
45. Dictamen Normativo sobre Especificaciones de Diseño para Tanques de Almacenamiento DN.07.0.02, Petróleos Mexicanos.
46. Economic Indicators, Chemical Engineering, January 2007.
47. Diccionario de Términos de PEMEX Refinación, Dirección General de PEMEX Refinación.
48. NRF-036-PEMEX-2003, Clasificación de Áreas Peligrosas y Selección de Equipo Eléctrico, Rev. 0
49. Terán Acosta, Miguel Ángel, "Construcción de Tanques Cilíndricos Verticales Fondo Plano, Techo Flotante", Tesis Maestría, Gerencia de Proyectos de Ductos, Departamento de Ingeniería Química y Alimentos, Escuela de Ingeniería, Universidad de las Américas, Puebla, 2002, Pp. 51-53.
50. NFPA 15, Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection, Ed. 2001
51. NFPA 11.- Standard for Low Expansion Foam, Ed. 1999.
52. ASTM A 36/A 36M, Standard Specification for Carbon Structural Steel, Ed. 2002
53. ASTM A 283/A 283M, Standard Specification for Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates, Ed. 2002
54. ASTM A 285/A 285M Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, Low- and Intermediate-Tensile Strength, Ed. 2002
55. ASTM D5 Standard Test Method for Penetration of Bituminous Materials, Ed 2002