



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

“PREVENCIÓN DE INCENDIOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO”

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTA
JOSÉ MANUEL PARRALES GALLARDO

DIRECTOR DE TESIS:
ING. RAMÓN DOMÍNGUEZ BETANCOURT



MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

FACULTAD DE INGENIERIA

JURADO

ALUMNO: JOSÉ MANUEL PARRALES GALLARDO

TEMA DE TESIS: "PREVENCIÓN DE INCENDIOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO"

MODALIDAD DE TITULACION: TESIS

ASESOR: ING. RAMÓN DOMÍNGUEZ BETANCOURT

SINODALES

PRESIDENTE: DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

VOCAL: ING. RAMÓN DOMÍNGUEZ BETANCOURT

SECRETARIO: DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ

1ER SUPLENTE: ING. MANUEL ENRIQUEZ POY

2DO SUPLENTE: ING. EDUARDO GUERRERO LEYVA

Vo. Bo.

Coordinador de la carrera
DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ

Agradecimientos

“Si, pues, coméis o bebéis, o hacéis otra cosa, hacedlo todo para la gloria de Dios.”

1CO 10:31

“Gracias a Dios que cerró una ventana y abrió una puerta”

Mama: Tu esfuerzo para que yo completara mi meta, es invaluable, siempre estaré en deuda contigo.

Papa: Gracias por cobijarme con un buen consejo en momentos de penumbra y por tu sabiduría.

Daniela: Sin ti nuestra vida no sería la misma.

Valeria: Gracias por ser más que mi hermana y por apoyarme en todo momento.

Familia Gallardo: Cada uno de ustedes aportó en éste camino, lo que permitió darle dirección a este barco que hoy toca puerto.

A mis amigos que preguntaban por la tesis, que estudiamos juntos, sacrificando tardes y noches, por un solo propósito, gracias: Edgar, Rubén, Gabriela, Iván, Raúl, Noe, Adrián, Israel, Agustín, José Alfredo, Ismael, Paris, Luis, Yasmin, Crescencio, Mireya, Brisa, Verónica, Víctor y Jaime, también agradezco a la vida por ponernos en el mismo camino.

Al Ing. Ramón Domínguez Betancourt por sus consejos y dirección en el trabajo presente, además de ser un gran amigo para mí.

A los sinodales encargados de revisar este trabajo, gracias por enriquecerlo con sus observaciones

Ustedes fueron partícipes de éste sueño, y con ustedes comparto esta victoria.



Capítulo 1 Introducción	1
Capítulo 2 Tanques de Almacenamiento a presión atmosférica	
2.1 Introducción	3
2.2 El tanque	5
2.3 Materiales para su construcción	6
2.4 Tipos de tanques de acero	7
2.4.1 Tanques atornillados	7
2.4.2 Tanques soldados	7
2.4.3 Tanques remachados	8
2.5 Clasificación de tanques de acero de acuerdo a su posición	8
2.5.1 Tanques criogénicos	9
2.5.2 Tanques de techo fijo	9
2.5.3 Tanques de techo flotante	11
2.5.3.1 Tanque de tipo charola	13
2.5.3.2 Tanque de anillo de tipo pontón	14
2.5.3.3 Tanque de tipo doble cubierta	15
2.6 Tanque de techo fijo con diafragma interno	16
2.6.1 Techos	16
2.7 Sellos	17
2.8 Venteo	18
2.8.1 Venteo normal	19
2.8.2 Venteo de emergencia	19
2.9 Cimentación de tanques	19
2.9.1 Grado del tanque	20
2.9.2 Especificaciones sobre la tierra	20
2.9.3 Tipos de cimentaciones	20
2.10 Factores en la selección del sitio y tipo de almacenamiento	22
2.10.1 Accesibilidad	22
2.10.2 Topografía y suelo	23
2.11 Problemas que se generan en los tanques	23
2.11.1 Pérdidas por filtración	23
2.11.2 Pérdidas por evaporación	23
2.11.3 Riesgo de incendio	24
2.11.4 Corrosión en tanques de acero	24
Capítulo 3 Norma API-650	
3.1 Introducción	25
3.2 Objetivo	25



3.3 Responsabilidades	25
3.4 Placas de acero	26
3.4.1 Materiales	26
3.4.2 Requerimientos de dureza	27
3.4.3 Tratamiento térmico para placas de acero	28
3.4.4 Prueba de impacto de placas de acero	29
3.5 Diseño de tanques	29
3.5.1 Diseño de juntas	29
3.5.1.1 Procedimiento de soldadura	31
3.5.1.2 Consideraciones de diseño de juntas	33
3.5.1.3 Detalles de la soldadura	33
3.5.2 Diseño de fondos	34
3.5.3 Diseño de la envoltura	35
3.5.3.1 Cálculo del espesor de la envoltura por el método de un pie	36
3.5.4 Diseño de techos	36
3.5.4.1 Diseños de techos fijos	37
3.5.4.1.1 Techo cónico soportado	37
3.5.4.1.2 Techos cónicos auto soportados	39
3.5.4.1.3 Techos tipo sombrilla y domo auto soportado	40
3.5.4.2 Diseño de techos flotantes	40
3.5.4.2.1 Cubiertas	41
3.5.4.2.2 Drenaje de techos	41
3.5.4.2.3 Venteo	42
3.5.4.2.4 Piernas de apoyo	42
3.5.4.2.5 Fabricación, levantamiento, soldadura, inspección y prueba para techos flotantes	42
3.5.4.3 Techos fijos con membrana interna	43
3.5.4.3.1 Diseño	43
3.5.4.3.2 Soportes del techo	43
3.5.4.3.3 Presión máxima de diseño	44
3.6 Venteo	47
3.7 Aberturas y accesorios	47
3.7.1 Medidores en el techo	47
3.7.2 Escalera en el techo	48
3.7.3 Boquillas de inspección (registro de hombre)	48
3.7.4 Boquillas en la envoltura	49
3.7.5 Bocas de limpieza	50
3.7.6 Características de las conexiones de flujo en la envoltura	50
3.7.7 Accesorios de la envoltura	51
3.7.8 Refuerzos estructurales	52
3.7.9 Drenajes de fondo	53
3.7.10 Puertas de inspección	53



Prevención de incendios en tanques de almacenamiento de petróleo crudo

3.7.11 Refuerzos y soldaduras de aberturas y accesorios	53
3.8 Nivel del líquido, protección de sobrellenado y ranuras de desbordamiento	54
3.9 Cargas de viento y estabilidad de vuelco	54
3.10 Vigas de viento intermedias y superiores	55
3.11 Levantamiento del tanque	57
3.12 Inspección, pruebas y reparaciones	57
3.13 Recomendaciones del subsuelo para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento	63
3.14 Recomendaciones para conexiones debajo del fondo	63
3.15 Bóveda de concreto y pared de la cimentación	64
3.16 La cimentación	64
3.17 Requisitos adicionales para tanques que operan a temperaturas elevadas	64
3.18 Efectos térmicos	64
3.19 Recomendaciones para tanques de almacenamiento en zonas sísmicas	65

Capítulo 4 Normas NFPA-11 y NFPA-15

4.1 Norma NFPA – 11 Espumas de baja, media y alta expansión	66
4.1.2 Objetivo	66
4.1.3 Definiciones	66
4.1.4 Tipos de salidas de descarga	72
4.1.5 Métodos de generación de espuma	72
4.1.6 Inyección de espuma	75
4.1.7 Sistemas de espuma	76
4.1.8 Tipos de componentes y tipos de sistemas	77
4.1.8.1 Suministros de agua	77
4.1.8.2 Bombas de concentrado de espuma	77
4.1.8.3 Tuberías y otros elementos	77
4.1.8.4 Operación y control de los sistemas	78
4.1.9 Equipos	78
4.1.10 Diseño de sistemas de baja expansión	78
4.1.11 Tanques de techo fijo	78
4.1.11.1 Salidas fijas de descarga de espuma	79
4.1.11.2 Aplicación subsuperficial	80
4.1.12 Tanques de techo flotante	81
4.1.12.1 Diseño de salidas fijas de descarga	81
4.1.13 Tanques de techo flotante con membrana interna	86
4.1.13.1 Protección suplementaria	86
4.1.14 Sistemas de mediana y alta expansión	87
4.1.15 Concentrado de espuma	88
4.1.16 Sistemas de inundación total	88
4.1.17 Sistemas de aplicación local	89



Prevención de incendios en tanques de almacenamiento de petróleo crudo

4.1.18 Dispositivos portátiles de generación de espuma	90
4.2 Norma NFPA – 30 Código de líquidos inflamables y combustibles	91
4.2.1 Prevención de incendios y control de riesgos de incendio	91
4.2.2 Control de fuentes de ignición	92
4.2.3 Sistemas de detección y alarmas	92
4.2.4 Sistemas de protección de incendios	92
4.2.5 Capacitación para emergencias	93
4.2.6 Inspección y mantenimiento	93
4.2.7 Almacenamiento de líquidos en tanques	94
4.2.8 Pruebas para tanques	94
4.2.9 Localización de tanques de almacenamiento	95
4.2.10 Instalación de tanques de almacenamiento	96
4.2.11 Dispositivos de alivio de presión	97
4.2.12 Control de derrames	99
4.2.13 Sistemas de tubería	100
4.2.14 Tuberías de venteo	101
4.2.15 Instalaciones de carga y descarga para pipas	102

Capítulo 5 Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

5.1 Historia del petróleo	103
5.1.1 El petróleo en la historia antigua	103
5.1.2 El petróleo en la Época Moderna	104
5.2 El petróleo en México	105
5.2.1 Época precolonial	105
5.2.2 La conquista	106
5.2.3 La colonia	106
5.2.4 Época independiente	107
5.2.5 El Porfiriato	108
5.2.6 La revolución y el auge de la industria petrolera	110
5.2.7 La expropiación petrolera	114
5.2.8 El inicio y consolidación de la nueva industria nacionalizada	115
5.3 Zonas petroleras en México	118
5.3.1 Región Norte	118
5.3.2 Región Marina	119
5.3.2.1 Región Marina Noreste	119
5.3.2.2 Región Marina Suroeste	121
5.3.3 Región Sur	122
5.4 Almacenamiento en México	123
5.4.1 Zona Valle de México	123
5.4.2 Zona centro	124



Prevención de incendios en tanques de almacenamiento de petróleo crudo

5.4.3 Zona Norte	126
5.4.4. Zona sur	126
5.4.5 Zona occidente	128

Capítulo 6 Ingeniería de protección contra incendio para tanques de almacenamiento atmosféricos

6.1 Introducción	129
6.2 La explosión	129
6.3 Causas de incendio	130
6.4 Evaluación del riesgo	132
6.5 Seguridad del proceso	133
6.6 Aplicación del concepto de análisis de riesgo para tanques de almacenamiento	135
6.7 Recomendaciones para prevenir incendios y explosiones	135
6.8 La naturaleza del incendio y de la explosión	136
6.9 Las explosiones	138
6.10 Reducción de los riesgos	138
6.11 Brigadas	142

Capítulo 7 Ejemplo de protección contra incendio para un tanque de techo fijo de 55 000 Bls

7.1 Diseño del tanque	144
Conclusiones	146
Bibliografía	148



La vida cotidiana de la humanidad depende de gran manera del petróleo, ya que éste permite la elaboración de medicamentos, plásticos, cosméticos, telas, polímetros, entre otros artículos de uso doméstico, también el gas licuado permite al ser humano calentar sus alimentos o calentar el agua con la que se ducharán, además de ser el principal combustible en el mundo, ya que la gasolina, la turbosina, el diesel, entre otros combustibles, se obtienen del petróleo, gracias al asfalto el ser humano ha podido construir vías de comunicación como: carreteras, calles, avenidas, incluso desde la antigüedad lo usaban para alumbrado o como sustituto de grasas animales, para emplearlo como lubricante en maquinarias, etc., así se pueden enumerar un sin fin de artículos o necesidades que son cubiertas por el petróleo, de ahí que resulta ser un factor muy importante en las economías mundiales.

La necesidad del petróleo es inmensa en nuestros días, a la vez que aumenta con el paso del tiempo, como resultado del incremento en la población mundial, esto genera la necesidad de más y más barriles de petróleo, en respuesta a ésta demanda se requiere encontrar más yacimientos de hidrocarburos, perforar más pozos y con ello aumentar la producción en los campos petroleros, en respuesta a ello es necesario también generar grandes capacidades de almacenamiento ya sea en la tierra o en el mar, para disponer de los hidrocarburos una vez extraídos del yacimiento, en consecuencia las grandes empresas petroleras realizan enormes inversiones para instalar un cierto número considerable de tanques que principalmente ofrezcan seguridad y eficiencia, donde puedan almacenar los grandes volúmenes obtenidos de petróleo y sus derivados.

No solo en nuestros días el almacenamiento de hidrocarburos ha sido un tema importante para la industria, sino que desde la perforación del primer pozo en el mundo, se ha buscado la mejor forma de almacenarlo, pasando por una muy basta colección de materiales y diseños, que dieron como resultado los tanques que hoy en día conocemos. Desde entonces, los tanques de almacenamiento han tenido una relevancia importante en el cumplimiento de ésta función, a la vez que han llegado a formar parte de un proceso esencial en la industria petrolera, pues ya no solo un tanque de almacenamiento tiene por objetivo contener el líquido, sino que es capaz de permitir que en él se lleven a cabo procesos que benefician a las actividades de la industria, ya que una vez que el petróleo es vertido en el tanque después de su paso por los separadores cuyo fin es estabilizar al crudo y evitar que tenga un alto contenido de gas, arenas o agua, el tanque funciona como contenedor del hidrocarburo y da tiempo a que se vayan llenando pipas o buques tanque, a la vez que se sigue vertiendo en el contenedor hidrocarburo.

También cuando se lleva el petróleo a la refinería, el uso de los tanques de almacenamiento se hace presente, permitiendo que las operaciones en la refinería se hagan con eficiencia haciendo que el producto terminado se contenga en el tanque a la vez que se alista el envío por tuberías hacia destinos más alejados.

Capítulo 1



Introducción

Cabe mencionar que los tanques de almacenamiento, tienen mucho valor, no sólo por lo que cuesta en sí el tanque, sino también por contener grandes cantidades del líquido almacenados muchas veces en patios de tanques, que a menudo representan la producción de un día o varios días, es por ello que incrementa su valor y la necesidad de solventar problemas que se llegaran a generar y que pudieran afectar al tanque, ya sea a la seguridad del tanque y a su valor económico, por esta razón es necesario que el tanque ofrezca eficiencia y seguridad, para evitar algún accidente que ponga en riesgo al producto o áreas aledañas, protegiendo así la integridad del tanque y el valor económico almacenado en él.

Una falla en el tanque además de pérdidas de fluido, también representa pérdidas económicas, ya que no hay que olvidar que muchas veces el fluido contenido en los tanques, está vendido y en espera de un transporte que lo lleve al comprador, una falla, hace que el negocio se venga abajo, perdiendo el producto y la venta.

Para que las garantías que un tanque puede ofrecer en términos de seguridad, eficiencia y funcionalidad, tuvieran su lugar, fue necesario implementar normas de diseño, ya sea para el tanque en sí y para los sistemas que evitan incendios en ellos, dichas normas han sido creadas, gracias a la experiencia y errores que se han suscitado en la historia de la industria, es por ello que hoy las normas juntan toda esa experiencia y la centran en pro de un diseño óptimo y funcional, que ofrece seguridad y un precio razonable, representando así una herramienta que facilita la adquisición y fabricación de tanques, lo que permite al comprador poder indicar las características del tanque que necesita, y al fabricante, realizar el diseño bajo dichas especificaciones.

No se debe olvidar que el fluido que almacena el tanque es inflamable, esto representa una posibilidad latente de incendio, dicha cuestión la saben los fabricantes y operadores de los tanques, que tomando en cuenta normas, en las cuales tratan acerca de cómo evitar, prevenir y controlar un incendio, así como las acciones a tomar por parte del personal y planes de evacuación para el mismo, estas herramientas permiten preparar al tanque con sistemas y equipo recomendados y probados por las normas que permitirán contrarrestar el fuego generado, de ésta manera se protege la integridad del tanque y su valor económico tanto del tanque como del producto almacenado.

Las normas forman parte de un plan estratégicamente diseñado para que el tanque pueda ser 100% seguro y de larga vida, sin embargo los problemas generados muchas veces son por que no se llevan a cabo las recomendaciones hechas por las normas o simplemente se pasan por alto, esto hace que el tanque se deteriore y cada vez sea más propenso a un accidente.



2.1 Introducción

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo; asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y presión a la que se encuentre. Su color varía entre el ámbar y el negro. Cuando se encuentra en estado sólido o líquido, por lo general su densidad es menor que la del agua. El gas puede hallarse solo o mezclado con el petróleo líquido dentro de un mismo yacimiento. Usualmente el petróleo se encuentra en el subsuelo encima de una capa de agua y en la parte superior aparece una capa de gas, dependiendo de la presión de saturación del yacimiento. Para que exista petróleo en un yacimiento, es necesario que se presenten:

- Rocas generadoras, que contienen materia orgánica que mediante la presión y la temperatura se haya transformado en petróleo.
- Rocas almacenadoras, que deben ser permeables en forma tal que, bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
- Roca impermeable, que evita que el petróleo escape hacia la superficie.
- El yacimiento debe tener forma de "trampa", es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas de tal manera que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.

Una vez que se ha descubierto y desarrollado el yacimiento entran a escena las actividades de "explotación", que consisten en:

- Evaluar la magnitud de los yacimientos, determinando reservas, esto es, la cantidad de hidrocarburos que podemos obtener con los métodos y sistemas de explotación aplicables.
- Planear la explotación racional de los yacimientos, equilibrando factores técnicos y económicos.
- Diseñar e implementar procesos de recuperación secundaria, terciaria y mejorada, para lograr del yacimiento una máxima recuperación.
- Diseñar y operar las instalaciones de recolección, transporte de los hidrocarburos a los centros de separación, deshidratación y desalado.

Para el caso de las baterías de separación, su uso se ve obligado debido a lo mencionado anteriormente, que en el yacimiento el petróleo se presenta en varios estados, por ello es necesario someter a un proceso de separación de fases para poder obtener la fase líquida y gaseosa del aceite, además de que en algunos casos se cuenta con la presencia de agua y de otras sustancias como: nitrógeno, oxígeno, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

En la industria es importante contar con instalaciones que permitan someter al fluido de dos fases a un proceso de separación cuyo objetivo es separar el gas, el aceite y en



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

casos particulares el agua. Dicho proceso consiste en verter el fluido en un separador llamado de dos fases que es un contenedor de cierta capacidad y que cuenta con cuatro secciones: sección de separación primaria, sección de separación secundaria, sección de extracción de niebla y sección de almacenamiento del líquido.

En la primera sección se le aplica al fluido un cambio de dirección de flujo, que puede efectuarse con una entrada tangencial de los fluidos al separador o instalando una placa desviadora a la entrada, así se separa un gran volumen de líquido, al someterse a la sección secundaria, se logra una gran separación de gotas de líquido de la corriente de gas, mediante la acción de la gravedad y la reducción de turbulencia en el gas, para éste fin en algunos diseños se usan veletas o aspas alineadas y también sirven como superficies colectoras de gotas de líquido, la eficiencia de separación de la etapa depende de las propiedades físicas del gas y del líquido que son el tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y el grado de turbulencia.

En la sección de extracción de niebla se separa del flujo de gas las gotas pequeñas del líquido que no se lograron eliminar en las primeras dos secciones, mediante el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga, la acumulación de gotas pequeñas hará que se generen gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos, el dispositivo usado es conocido como extractor de niebla, está constituido por un conjunto de veletas o aspas, alambre entretejido o por tubos ciclónicos. La última sección debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido, además en ésta etapa se almacena y se descarga el líquido.

El agua se separa del petróleo mediante un separador de tres fases, por medio de la acción de la gravedad y por diferencias de densidades, el líquido deberá estar en reposo durante cierto tiempo para que los mecanismos actúen.

Una vez sometido el fluido producido a éste proceso, el aceite queda listo para almacenarse, esto representa una nueva necesidad, la de tener instalaciones para poder almacenar el aceite que ha sido separado y que está listo para su venta o transporte, los tanques deben contar con características descritas por el comprador, obedeciendo sus necesidades de almacenamiento, es decir; tener en cuenta el objetivo del tanque, que tipo de líquido se almacenará, la cantidad de fluido almacenado, etc.

Posterior a esto, el petróleo crudo y gas natural extraídos de los yacimientos, son enviados a través de tuberías para su almacenamiento, y desde ahí por medio de ductos y buques tanque hasta las refinerías, en donde se obtendrán los productos que el mercado demanda. La distribución de estos productos a los lugares de consumo se hace mediante sistemas de ductos, carros tanque, buques tanque y autos tanque.

Los productos petroleros y petroquímicos se almacenan para su distribución y venta en agencias regionales de ventas, bodegas foráneas y terminales distribuidoras del país. A lo largo del tiempo se ha modificado la tecnología usada para el almacenamiento de



petróleo, pero se han determinado las características principales que debe tener cualquier unidad de almacenamiento, como son el que brinde una seguridad máxima contra riesgos de incendio y explosión y reducir las pérdidas que resultan de evaporación y escurrimiento.

2.2 El tanque

El tanque es un equipo diseñado para almacenar o procesar fluidos, previos a la refinación del petróleo. Estos tanques son construidos de diferentes tipos, tamaños y materiales dependiendo del objetivo para el cual se tenga en cuenta el uso de dicho tanque. La volatilidad del fluido almacenado, y la presión a la que se someterá el mismo, determinarán el tipo de tanque que se usará. Existen tanques que generalmente trabajan a presión atmosférica, es decir que son tanques que están diseñados para operar a una presión interna en donde la presión de vapor real es aproximadamente equivalente a la presión atmosférica, entendiéndose que presión de vapor de un líquido, es la presión de su vapor a una temperatura dada cuando las fases de vapor y líquido están en equilibrio.

Usualmente estos tanques están construidos por carbón o por una aleación de acero, o metales para servicios especiales y de acuerdo a su tipo de construcción, son remachados soldados y atornillados. Sin embargo también se pueden construir de concreto o madera, las consideraciones para el diseño de tanques atmosféricos, están dadas en las siguientes normas API:

- API Standard 12A: Especificaciones para tanques de almacenamiento de aceite con cuerpo remachado.
- API Standard 12B: Especificaciones para tanques de producción atornillados
- API Standard 12D: Especificaciones para tanques de producción soldados de gran tamaño
- API Standard 12E: Especificaciones para tanques de producción de madera
- API Standard 12F: Especificaciones para tanques pequeños soldados para producción
- API Standard 650: Tanques de acero soldados para hidrocarburos (que se mencionara detenidamente en el siguiente capítulo)

También existen tanques llamados de baja presión, los cuales han sido diseñados para operar a presiones en donde el espacio de vapor o gas excede de los límites permitidos en la norma API 650, pero que no se exceda de 15 [psi]. Estos tanques son comúnmente construidos de acero y son usualmente soldados, aunque también pueden ser remachados. Las reglas para la construcción de estos tanques se encuentran en la norma API 620: Reglas para el diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento para baja presión soldados.



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

Existen otros tipos de tanques que son los de recipientes de presión, que trabajan a presiones de vapor mayores de 15[psi], y su diseño se basa en el código ASME- Sec. VIII Div. 1

2.3 Materiales para su construcción.

Antiguamente, a finales del siglo XIX y principios del XX, para construir recipientes de almacenamiento se usaban duelas de madera de pino que para unirse entres si se biselaban y rodeaban con cinchos metálicos en su circunferencia exterior, pero tenían un gran inconveniente, que como habían sido inicialmente fabricados para el almacenamiento de agua, al usarlos para guardar aceite no se obtuvieron los mismos resultados, pues el agua al penetrar a la madera, la hincha, permitiendo un mejor ajuste en los acoplamientos de las duelas, en cambio el aceite tiende a encoger dichas duelas, lo que provoca su separación y los consecuentes escurrimientos de producto. Con el paso del tiempo se descubrió que si los bordes de las duelas estaban cuidadosamente biseladas de acuerdo con el radio deseado, el tanque podría ser bastante seguro contra escurrimiento. La tensión en las bandas metálicas era ajustable con tensores o con dispositivos sencillos de tornillo, su diseño común establecía que sea ligeramente más chico arriba que en el fondo. También presentaba ventajas como el resistir la corrosión por el azufre que daña a los tanques de acero, las capacidades de los tanques de duela raramente exceden los 2 000 bl, lo que le resta capacidad para poder soportar los requerimientos de almacenamiento que la industria requiere.

Tiempo después, se implementó el acero para la construcción de tanques, ya sean atornillados o remachados, cuyas capacidades en relación con los de madera se incrementaron de manera asombrosa llegando a ser de 10 000 y 134 000 barriles respectivamente. Su fabricación fue interrumpida en la primera guerra mundial (1914-1918), cuando conseguir láminas de acero para otro fin que no fuera material de guerra, se volvió casi imposible.

Así, se tuvo que idear nuevas alternativas para construir tanques, y de dicha necesidad surgió el concreto reforzado, que hasta en la actualidad se sigue usando por que presenta características muy buenas como: el no estar sujeto a corrosión y debido a esto no requiere protección contra agentes que llegan a formar óxidos, otro punto a su favor es la baja conductividad que ofrece el concreto que actúa como aislante evitando que el aceite almacenado esté directamente sometido a los cambios bruscos de temperatura, evitando así pérdidas por evaporación en el verano y se hace más fácil el bombeo del aceite en invierno. También se pueden construir de cualquier forma que sea requerida a causa del terreno o construcciones vecinas en la localización seleccionada, encontrar los materiales que conforman el concreto resulta ser muy sencillo, lo cual elimina pérdidas de tiempo por transporte. Éste material no requiere de mantenimiento ya sea de la necesidad de pintarse o de una impermeabilización.



Sin embargo éste material presentó problemas que aún en la actualidad no han tenido solución como: el tener un costo inicial alto y el no poderse transportar y mucho menos en pensar desarmarlo y volverlo a construir, en caso de requerirse en otra locación, lo que hace que estos tanques, tengan un valor de recuperación nulo. Al emplear un techo hermético en estos tanques, se logra evitar perdidas por evaporación, pero corre el riesgo de que se generen en su interior presiones muy grandes que pueden generar una explosión. Su capacidad no es muy alta, por ello tiene limitaciones operativas, además de que resultaría difícil construir un tanque de concreto que tuviera una mayor capacidad.

Con el paso de los años se dió un gran auge entre los tanques de almacenamiento hechos de acero inoxidable, ya que ofrecen una gran resistencia y durabilidad, además de presentar la opción de desmontarse y transportarse hacia otro lugar, sin dejar de mencionar que tiene diferentes tipos de construcción, lo que lo hace muy versátil, para manejar diferentes tipos de fluidos. Sin embargo, algunos materiales se han venido implementando con más auge, que permiten una mejora de resultados, materiales como el aluminio, el carbón y aleaciones de acero, son los que actualmente se emplean en la elaboración de tanques

2.4 Tipos de tanques de acero

Se pueden clasificar de varias maneras, por ejemplo: debido al método usado para unir sus placas de acero, las cuales forman el cuerpo del tanque, los cuales son: atornillados, remachados y soldados.

2.4.1 Tanques atornillados

Son tanques considerablemente pequeños de acuerdo a su dimensión, puesto que manejan capacidades desde 30 [BI] hasta 10,000 [BI]. Se pueden transportar de manera sencilla, debido a que fácilmente se montan y se desmontan, además de ser económicos y no abarcar mucho espacio.

Constan de un empaque que es saturado con una pintura insoluble, que se coloca entre las juntas para evitar escurrimiento y evaporación. Entre sus ventajas destacan el poder intercambiar anillos y placas de techo entre distintos tanques atornillados, (de acuerdo con las normas API), además las capacidades pueden aumentarse cuando se agregan anillos verticalmente.

2.4.2 Tanques soldados

Tienen una capacidad mayor que los tanques atornillados, manejan de 65 [BI] hasta 120,000 [BI], cuando se diseñan tanques de éste tipo de hasta 250 barriles se arman en



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

las plantas de fabricación y se transportan a la locación, los de tamaños más grandes, se tienen que armar y soldarse en el campo.

En términos generales estos tanques tienen sus costuras soldadas eléctricamente, así consiguen ser seguros y resistentes contra escurrimientos entre sus costuras. Sin embargo estos tanques llegan a ser demasiado costosos, no se pueden desarmar fácilmente y por ende armarse de nuevo resulta difícil, en caso que se necesite cambiarlos de locación.

2.4.3 Tanques remachados

Son los tanques más grandes de acero que se usan para el almacenamiento, ya que pueden almacenar desde 240 a 134,000 barriles. Están contruidos de anillos horizontales remachados unos a otros uno arriba del otro. El fabricante entrega el acero calibrado cuidadosamente, ajustado y perforado, y lo único que se hace en el campo es remacharse y calafatearse, cada placa se marca para indicar su posición en el tanque. La construcción del tanque comienza con el remachado de las placas de fondo, esto es necesario por que se requiere acceso a la superficie inferior de las placas del fondo durante el proceso del remachado y para aplicar una capa de pintura asfáltica u otra resistente a la oxidación, después de terminar de remacharlas, se pueden usar trozos resistentes de madera o caballetes para soportar el fondo durante su construcción.

2.5 Clasificación de tanques de acero de acuerdo a su posición

Estos pueden ser horizontales y verticales. Los primeros no tienen mucha demanda, ya que almacenan un bajo volumen de fluidos con relación al área de terreno que ocupan, sin embargo fueron utilizados en los inicios de la explotación del petróleo, por ello se pueden encontrar en algunas instalaciones antiguas.

Los tanques verticales permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un bajo costo. Con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente bajas. Estos tipos de tanques se clasifican en:

- **Tanques criogénicos**
- **Techo fijo**
- **Techo flotante**
- **Techo fijo con diafragma interno**



2.5.1 Tanques criogénicos

Son recipientes cilíndricos verticales que se caracterizan por tener un tanque interior y otro exterior separados por un material aislante de perlita expandida y el espacio anular ambientado con nitrógeno o gas natural, se encuentra sometido al vacío para evitar pérdidas de evaporación; operan a una presión interna de entre 6 a 8 [psi]. La estructura del equipo criogénico es un recipiente compacto, robusto y fácil de operar. El llenado superior reduce la presión dentro del tanque, el llenado inferior la incrementa. El sistema de presurización permite al operador incrementar la presión durante la descarga de líquido a un tanque o el gas a los evaporadores. Regulando la apertura de las válvulas de llenado de tope y de fondo, no ocurre ningún cambio significativo de la presión durante el envío de líquido. Esto representa un suministro de líquido constante a los vaporizadores. Se usan en el almacenamiento de productos como etileno, propano, propileno, amoniaco, etc.

Maneja temperaturas de hasta -196 [°C], con combinación de baja y alta presión. Los recipientes criogénicos de almacenamiento suministran líquidos a baja temperatura a redes o a tanques de menor capacidad. Figura 2.1.

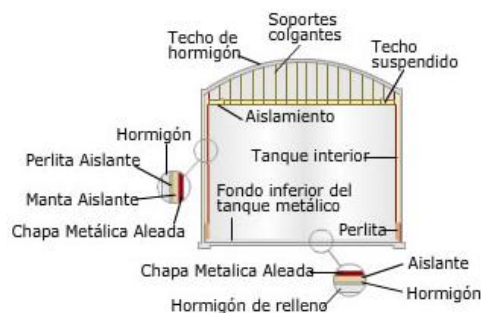


Figura 2.1 Tanque criogénico

2.5.2 Tanques de techo fijo

La característica principal de estos tanques es su techo, que está fijo en la parte superior y de forma cónica con pendiente variable, la estructura externa no cambia mucho con respecto a los demás, puesto que conserva la forma cilíndrica que los caracteriza. Entre sus componentes principales destacan: los soportes para el techo, registros de medición, de muestreo, de acceso y válvulas de relevo.

Los tanques deben ser herméticos al vapor y al líquido debido a la posible pérdida del producto, y al peligro potencial de incendio.



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son: agua, diesel, asfalto, petróleo crudo, etc., debido a que al disminuir la columna de fluido, se va generando una cámara de aire que facilita la evaporación del fluido, lo que es altamente peligroso.

Como se almacena aceite con bajo contenido de ligeros, en algunas circunstancias puede liberar gas, esto sucede cuando se expone el aceite a cambios de temperatura, dichos cambios se dan de manera natural en el ambiente, conforme se presenta el día y la noche, esto genera que el contenido de ligeros del aceite se comience a evaporar mientras la temperatura aumenta y se concentra en la parte superior del tanque, por encima del líquido, esto genera un esfuerzo excesivo que tiende a causar deformación, que se resuelve liberando gas al ambiente, cuando la temperatura disminuye el gas liberado comienza a condensarse y vuelve a ser líquido, necesitando que se le adicione aire al tanque para evitar un posible desplome del techo.

Estos problemas causados por la temperatura, pueden resolverse si se mantiene la temperatura dentro del tanque constante o evitando esos cambios de temperatura, y para ello se añade agua en una cubierta plana ubicada debajo del ángulo superior de la coraza cilíndrica a unos 15 o 20 cm que se encuentra soldada o remachada firmemente en esa posición. El recipiente formado donde se contiene el agua; es hermético y siempre tendrá agua, esto representa un peso adicional y para sostenerlo la cubierta se soporta adecuadamente por columnas y vigas de acero. Mediante los resultados que han arrojado las pruebas muestran que las temperaturas en tanques con sellos de agua son más bajas que en tanques sin sello de agua, dando como resultado que las pérdidas de evaporación sean más bajas.

Algunos tipos de tanques de techo fijo son:

- **Techo cónico.** Sus dimensiones aproximadas son de hasta 250 pies de diámetro y 60 pies de altura. El techo se soporta mediante una estructura interna que se clasifica en: autosoportados, éste techo no requiere de columnas para sostenerse, además de tener un diámetro pequeño, y soportados que son tanques de hasta 25 pies de diámetro, con una estructura interna que soporta al techo. Figura 2.2

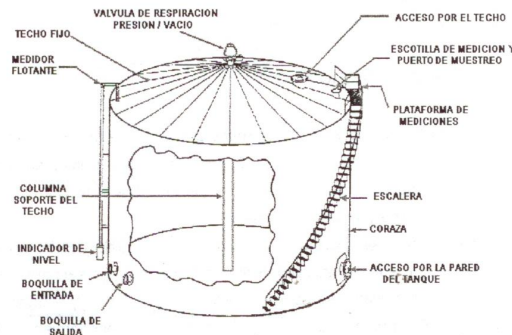


Figura 2.2 Esquema de tanque de techo fijo tipo techo cónico

- **Techos de domo y sombrilla.** Son modificaciones del techo cónico. Para el tanque de techo de domo, el techo se conforma por placas circulares que se autosostentan. El tipo paraguas son placas en forma de gajos. En algunos casos tienen más de 60 pies de diámetro interno. Figura 2.3.

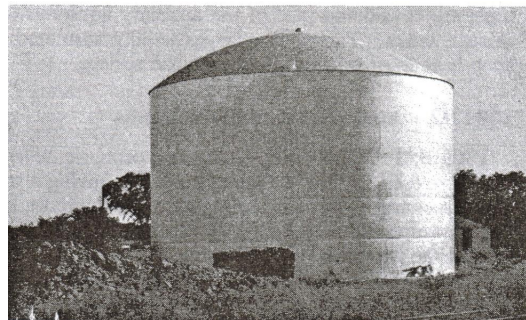


Figura 2.3 Tanque de techo fijo tipo sombrilla

2.5.3 Tanques de techo flotante

La efectividad de los techos flotantes, también conocidos como cúpulas flotantes, así como sus sellos, se han mejorado en gran medida desde que la primera cúpula flotante que fue construida en el año de 1923.

Durante los años cincuentas las cúpulas flotantes fueron sometidas a extensas pruebas, las cuales demostraron que dicho tipo de tanques reduce significativamente las pérdidas de vapores. De hecho, el escape de vapores se reduce a tal grado que el costo adicional sobre un techo cónico (techo fijo), se puede recuperar en un periodo de tiempo relativamente corto.

Capítulo 2



Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

Éste tipo de tanque está equipado con un techo de lámina de acero flexible capaz de expansionarse y contraerse, según las condiciones de presión dentro del tanque, permitiendo que exista un escape casi nulo de gas en el tanque cuando el gas se expande, y que no se le adicione aire cuando se contrae el gas, como en el caso de los tanques de techo fijo.

El techo está construido de una lámina metálica ligera soldada o remachada, unida al borde superior de la envoltura del tanque. En su posición normal el techo descansa en soportes ubicados a una altura variable, diseñados para que en ausencia de líquido almacenado, el techo no toque el fondo del tanque, cuando el techo descansa sobre el soporte y el tanque no tiene líquido en su interior, adopta la forma de un cono invertido.

Cuando el gas se expande dentro del tanque el techo se levanta de sus soportes, abultándose hacia arriba, acomodando el volumen del gas en la parte inferior del techo, evitando pérdidas por escape de gas, excepto cuando ocurren cambios bruscos de temperatura.

Dichos techos están equipados con válvulas de control que se abren mecánicamente cuando el techo se levanta a una altura marcada.

Se usan cuando el aceite se almacenará por mucho tiempo, los líquidos que se pueden contener en él son líquidos orgánicos volátiles cuya presión de vapor, a las condiciones de servicio, esté por debajo de la presión atmosférica. El tamaño del radio en tanques comerciales puede variar desde 200 hasta 400 pies.

Se usa un tanque de techo flotante cuando la presión real de un líquido almacenado es entre 0.70 [psia] y 11.1 [psia].

Los techos flotantes se construyen, en general, de placas soldadas o remachadas de acero y existen diferentes tipos, como:

- **De charola o sartén**
- **De tipo pontón**
- **De doble cubierta**



2.5.3.1 Tanque de tipo charola

Se construye en forma de un cono invertido casi plano, equipado con un anillo vertical de acero alrededor de su periferia que forma un sello contra la pared interior de la envoltura del tanque.

El techo es casi tan grande como el diámetro interno del tanque, se soporta por armaduras radiales, además de que flota en función del peso del volumen del producto desplazado, solo cuando está semivacío o vacío el techo no flota, debido a que tiene un armazón de acero estructural en el interior del fondo del tanque que soporta el techo cuando no existe fluido en el interior, una guía de rodillos evita que el techo gire, la lluvia que cae en el techo, se recoge por medio de drenajes flexibles en el centro del tanque y se retira por el fondo, cuenta con una escalera fija al borde superior de la envoltura y montada sobre ruedas en el otro extremo, que descansan en el techo flotante, así permite el acceso al techo cuando sea necesario muestrearlo o inspeccionarlo.

Además es capaz de soportar una carga equivalente a 15[cm] de agua sobre la cubierta, pero puede hundirse si una fuga admite fluido a través de la cubierta. Se puede adaptar a tanques de cualquier tamaño, además es el más sencillo y el menos resistente, por ello, es el más barato de los tres. (Figura 2.4)

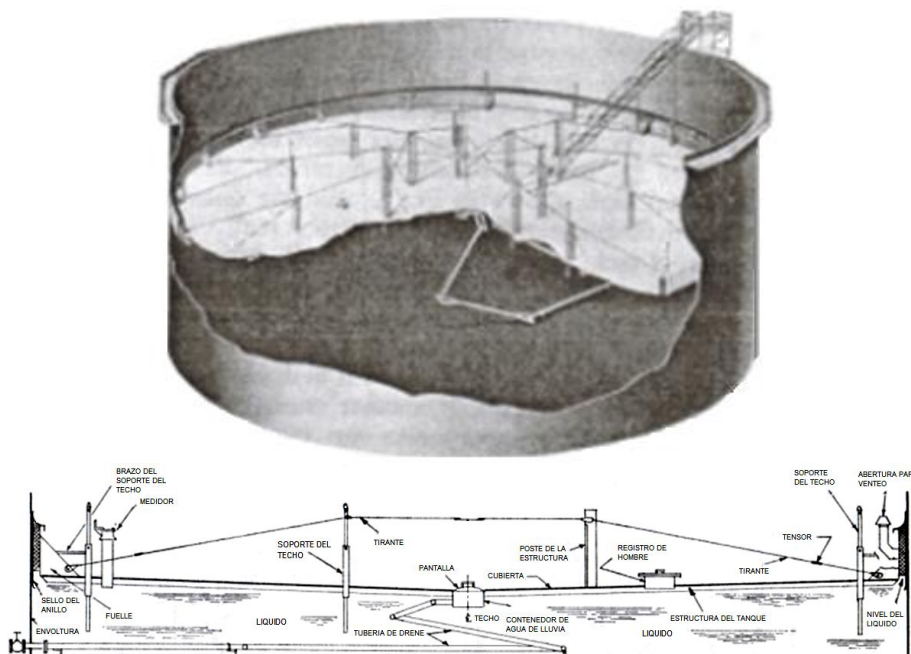


Figura 2.4 Tanque de tipo charola



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

2.5.3.2 Tanque de anillo de tipo pontón

Los tanques de tipo pontón se caracterizan por estar equipados con flotadores herméticos al fluido o pontones que lo mantienen a flote en la superficie del aceite. Tiene una sola cubierta sencilla circular, de lamina de acero flexible soportada por un anillo de pontones herméticos alrededor de la circunferencia.

Un pontón es un cilindro hueco que flota en la superficie del líquido con el que se encuentra en contacto, pero no debe de exceder la carga que estos pueden soportar, por que puede provocar que se genere una falla y se hunda el pontón.

En general, la cúpula debe diseñarse con suficiente número de pontones para mantenerla flotando. La cúpula flotante debe ser capaz de soportar una carga de 10 pulgadas de agua. La cúpula mencionada normalmente flota en contacto total, sin embargo, en épocas de temperaturas atmosféricas elevadas, algunos diseños son capaces de atrapar vapores bajo el área de la membrana sencilla.

Esto sirve para formar una capa de aire bajo la plataforma sencilla que actúa como aislante y retarda la evaporación del producto, también, la cúpula es capaz de retener los vapores hasta que la temperatura atmosférica baje, permitiendo que se recondensen los vapores (Figura 2.5).

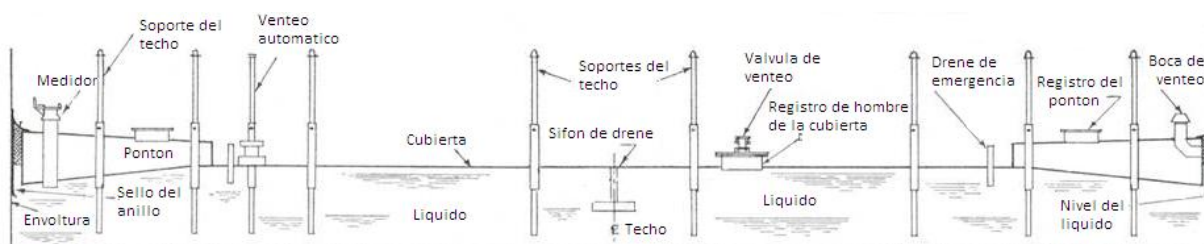
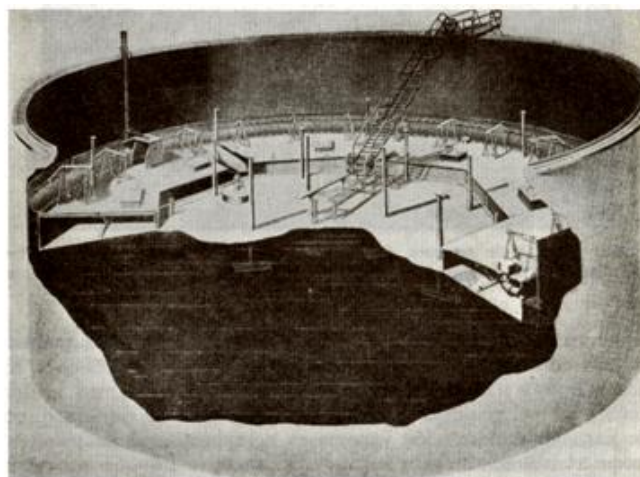


Figura 2.5 Tanque de tipo pontón



2.5.3.3 Tanque de tipo doble cubierta

También conocida como cúpula flotante de doble plataforma, se caracteriza por tener dos plataformas: una superior y otra inferior, están separadas unas de otras por mamparos metálicos que forman una serie de compartimientos herméticos al fluido entre cubiertas. Un techo así no se hunde fácilmente, por que aun cuando uno o varios compartimentos tuvieran fugas, los otros mantendrán el techo a flote. Es capaz de soportar una acumulación mínima de 10 pulgadas de carga de agua. La cúpula de doble plataforma está diseñada para flotar directamente sobre el fluido contenido.

Tiene una forma interior plana, esto reduce la capacidad de atrapar vapores. Sin embargo en el caso de que se formaran vapores dicho diseño permite "inflarse" ligeramente, lo cual ayuda a la retención de alguna cantidad de vapores bajo la plataforma inferior.

Gracias al gran volumen de pontones y los sistemas emergentes de drenaje construidos, hacen de éste tipo de cúpula el diseño ideal para áreas que reciben grandes cantidades de precipitación pluvial.

Debido a su alto costo estos techos se usan rara vez en tanques de diámetro mayor a 10.5m. Las perdidas por evaporación, se reducen a una cuarta parte de las que se tienen con tanques de techo cónico ordinarios (Figura 2.6)

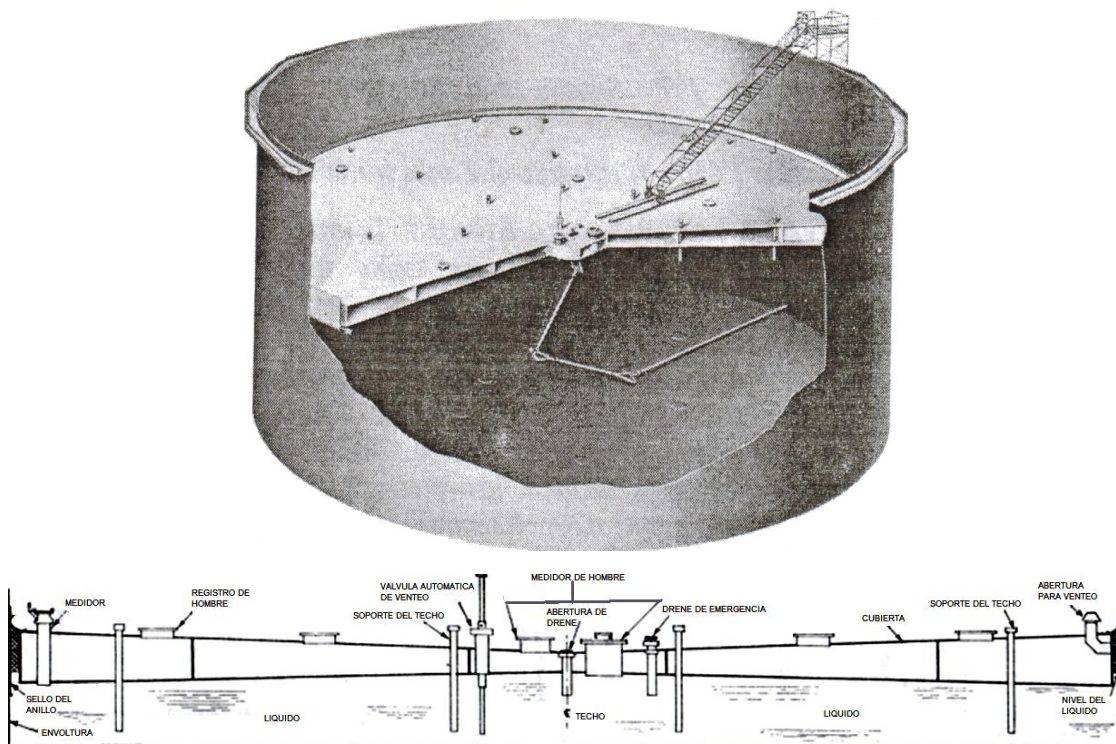


Figura 2.6 Tanque de techo flotante externo (tipo de doble cubierta)



2.6 Tanque de techo fijo con diafragma interno

Estos tanques son recipientes cilíndricos que cuentan con un techo fijo y una cubierta flotante que descansa en la superficie del líquido, resultando una combinación entre un tanque de techo fijo y uno de techo flotante. Existen dos configuraciones básicas: tanques en los cuales el techo fijo es soportado por columnas internas y tanques con techo fijo autoportado (sin columnas internas), figuras 2.7 y 2.8.

Además de la envoltura y el techo fijo, los componentes básicos del techo citado incluyen una cubierta flotante, un sello perimetral unido a la cubierta flotante, válvulas, medidores y soportes del techo fijo.

En el espacio anular, se genera la mezcla de aire e hidrocarburos inflamables, lo que provoca la evaporación del fluido almacenado, éste problema se minimiza instalando venteos en el techo fijo que permitan la circulación del aire en ese espacio libre.

2.6.1 Techos

Su objetivo básico de diseño, es reducir la evaporación del líquido contenido en el mismo, mediante la colocación de un techo flotante en contacto con el líquido. Dichas cubiertas varían en tamaños que van desde 20 a 400 pies de diámetro y anchos de hasta 8 pies. Se permite el uso de techos flotantes como el de tipo cacerola, pontón, doble cubierta, entre otros, lo que representa una gama de opciones para tratar el fluido almacenado y evitar pérdidas por evaporación.

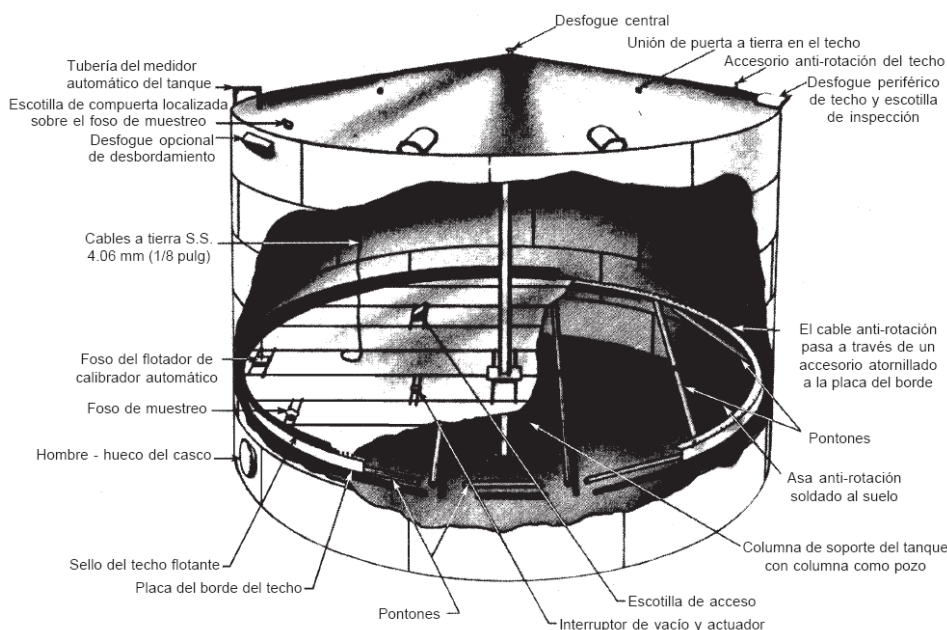


Figura 2.7 Tanque de techo flotante interno con domo autoportado

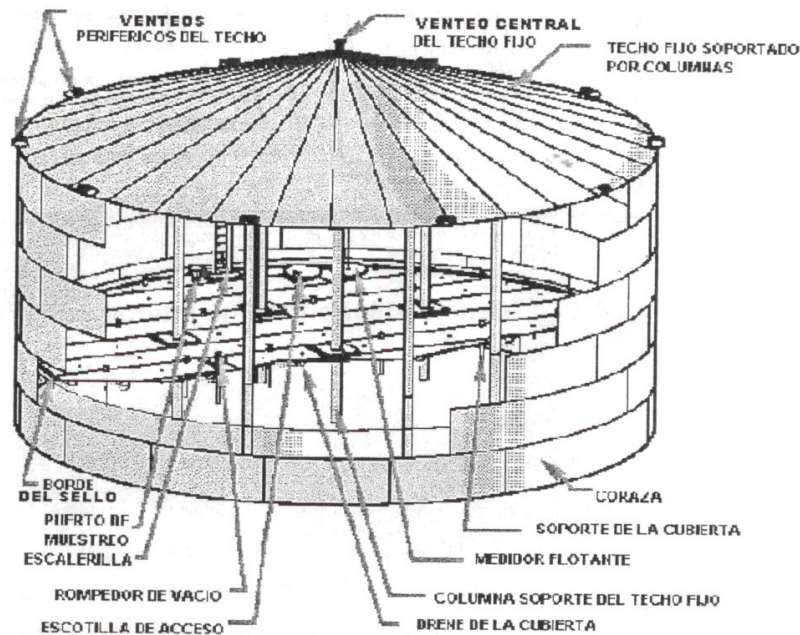


Figura 2.8 Tanque de techo flotante interno soportado por columnas

2.7 Sellos

En todos los tanques que se utilizan techos flotantes existe un espacio anular que permite el desplazamiento del techo. En éste espacio se utiliza un sistema de sellos para controlar las pérdidas por evaporación a través de él. Un sistema de sellos efectivo cierra el espacio anular, corrige irregularidades entre el techo y la envoltura del tanque y ayuda a centrar el techo para permitirle un movimiento normal, además de evitar que gire el techo, a estos sellos se les conoce como sellos perimetrales y se dividen en dos: sello perimetral primario y sello perimetral secundario, su nombre radica en la posición que tiene cada uno, debido a que estos están encima uno del otro, pero puede ser el caso de que no siempre estén ambos juntos, también son conocidos como doble sello. Actualmente existen principalmente tres tipos de sellos primarios:

1. Sello periférico de líquido: ubicado en el borde principal montado en la parte inferior de la junta que normalmente está en contacto con la superficie líquida, el material que lo conforma puede ser de espuma flexible o relleno de líquido.
2. Sello periférico de vapor: que es un sello periférico que no está normalmente en contacto con la superficie del líquido almacenado.



Capítulo 2

Tanques de almacenamiento a presión atmosférica

3. Sello mecánico de zapata: que es un sello periférico que cierra el espacio anular creado por la banda metálica y la orilla de la cubierta flotante, la banda metálica ésta formada por una serie de hojas unidas para formar un anillo sujeto contra la envoltura mediante una serie de dispositivos mecánicos.

También se pueden clasificar dependiendo el mecanismo que soporta a los sellos, que pueden ser por medio de un resorte, contrapeso, resorte de hoja o un tubo resiliente. Figura 2.9.

Existen algunos factores importantes para seleccionar el tipo de sello como: tipo de fluido almacenado, la construcción y la condición del tanque, requerimientos de mantenimiento, la temperatura ambiente, resistencia a la abrasión, decoloración, flamabilidad y otros factores de compatibilidad.

Los turbosellos son capaces de durar de 3 a 8 años, los sellos limpiadores de 5 a 10 años y la de los sellos mecánicos de zapatas de 15 a 30 años.

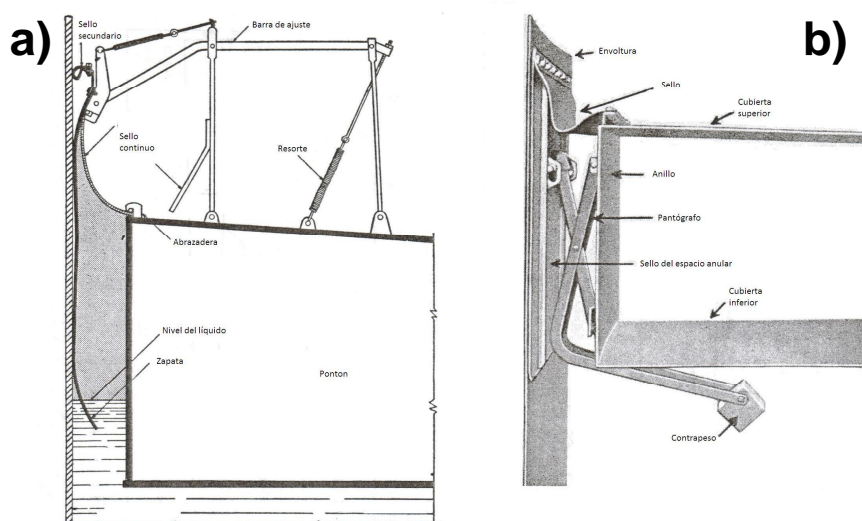


Figura 2.9 Tipos de sellos, a) resorte, b) contrapeso

2.8 Venteo

En los tanques de almacenamiento, se generan emisiones de vapor por parte del fluido, debido a diversos factores, lo que provoca en algunas veces la generación de presiones que el tanque no es capaz de soportar, para ello se usa el venteo, que por medio de válvulas, se libera presión excedente del tanque, permitiendo así que el tanque opere a condiciones óptimas de presión, y no exceda los rangos de diseño, conservando o



alargando la vida del tanque. Existen dos tipos de venteo; el venteo normal y el venteo de emergencia.

2.8.1 Venteo normal

Para evitar la formación de vacío o que se exceda la presión de diseño provocado por cambios de la temperatura en el ambiente o cuando se llena o vacía el tanque, es necesario que sean adecuadamente venteados. El venteo normal debe dimensionarse de acuerdo con la norma API 2000 "Venteo para tanques de almacenamiento a baja presión y a presión atmosférica", el venteo debe ser al menos tan grande como lo sea la conexión de vaciado y llenado, y en ningún caso debe de ser menor a 32[mm] de diámetro nominal interno. También se debe de proveer medios para evitar sobrepresión desde cualquier bomba que descarga hacia el tanque o recipiente cuando la presión de descarga de la bomba puede exceder la presión de diseño del tanque. Las descargas de todos los venteos y de todos los drenajes deben estar dispuestos de manera que eviten sobrecalentamiento o choque de flama en cualquier parte del tanque, si se incendian los vapores de venteo

2.8.2 Venteo de emergencia

Se aplica cuando el tanque de almacenamiento queda expuesto al fuego, en su interior, ya que el incendio provoca el aumento de presión dentro del tanque, porque excede los efectos térmicos normales y de llenado o descarga, que son fácilmente aliviados por el venteo normal, por ésta razón no lograría aliviar el excedente de la misma, entonces es necesario usar el venteo de emergencia. El tipo de construcción del tanque determina la capacidad adicional de venteo de emergencia necesaria.

2.9 Cimentación de tanques

Con la gran variedad de superficies, subsuperficies y condiciones climáticas no es práctico hacer diseños para cubrir todas las situaciones que se presentan, las cargas permitidas y el tipo de subsuperficie para la construcción deberá decidirse en casos individuales, después de haberse tomado en cuenta de manera cuidadosa algunas consideraciones.

En cualquier sitio de construcción del tanque, es necesario conocer las condiciones subsuperficiales para estimar la capacidad de carga y asentamiento a las cuales será sometido, ésta información se obtiene mediante perforaciones, pruebas de carga, muestreo, pruebas de laboratorio y análisis de experiencia con las zonas vecinas que han tenido un estudio de ingeniería geotécnica. El terreno deberá soportar las cargas que generan el tanque y el contenido del mismo.



En caso de que la superficie del terreno no sea capaz de soportar la carga del tanque, se usan métodos para desarrollar condiciones de soporte, como: reemplazar el material original del terreno por un material compacto, compactando el material blando con pilotes cortos o precargando el área con una sobrecarga del suelo, estabilizando el material blando mediante métodos químicos o inyectando una lechada de cemento, construyendo una losa de cimentación que distribuirá las cargas a lo largo del área del material blando o desarrollando propiedades del suelo mediante métodos de compactación vibratoria, reemplazamiento vibratorio y compactación dinámica profunda.

2.9.1 Grado del tanque

El fondo del tanque se descansa en una superficie de 1 [pie] por encima del terreno que lo rodea con el fin de minimizar problemas de corrosión. Durante la construcción, el movimiento del equipo y materiales en el terreno pueden afectar la superficie en donde se alzaré el tanque, dichas irregularidades pueden ser corregidas antes de que se instale el fondo del tanque.

Los materiales usados para la superficie pueden ser: arena, grava, piedra o un material similar, cuya característica principal es ser fino y uniforme, ya que el propósito es evitar problemas de humedad en el fondo del tanque.

Una vez terminado el nivel del tanque, deberá inclinarse de la periferia hacia el centro a una razón de 1 [pg] en cada 10 [pg].

2.9.2 Especificaciones sobre la tierra

- Debe proveer un plano estable para el soporte del tanque.
- Se deben conocer las dimensiones del tanque para conectar tuberías.
- Se debe proveer un drenaje adecuado.

2.9.3 Tipos de cimentaciones

Existen diferentes tipos de cimentación de tanques, entre los más comunes están: cimentación con pared anular de concreto, cimentación sin pared anular, cimentación con base anular de grava y cimentaciones de bloque.

Cimentación sin pared anular. Provee un plano estable para el soporte del tanque, los valores del total de asentamiento que soporta la superficie en donde se colocará el tanque son compatibles con los permitidos en el diseño de conexiones de tuberías, provee un adecuado drenaje y no permite el asentamiento excesivo en áreas periféricas al tanque provocado por el peso de la envoltura (pared) del tanque.



Cimentación de base anular de concreto. Provee una mejor distribución de cargas provocadas por la envoltura, provocando una deformación uniforme bajo el tanque, proporciona un plano inicial sólido y nivelado para la construcción de la envoltura, ofrece un buen recurso para mantener nivelado la superficie del tanque y es capaz de preservar la forma circular durante la construcción, conserva el relleno debajo del fondo del tanque y previene pérdidas de material como resultado de la erosión y minimiza la humedad bajo el tanque. Figura 2.10.

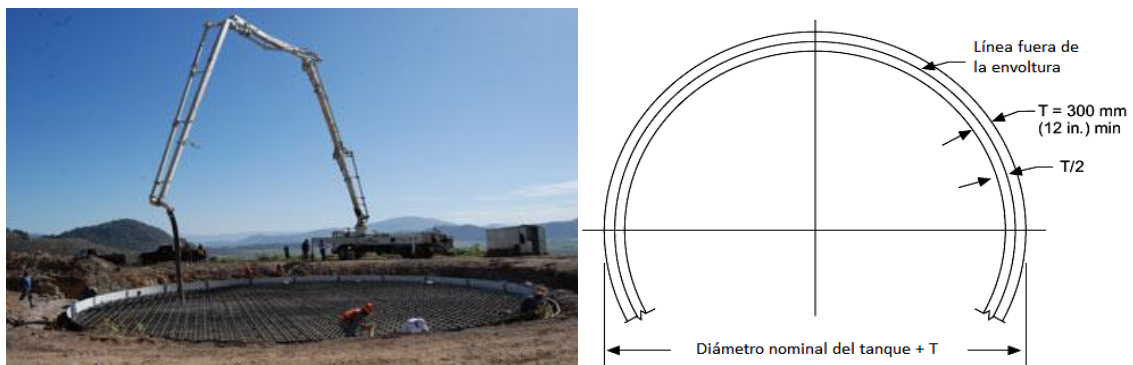


Figura 2.10 Cimentación con base anular de concreto

Cimentación con base anular de grava. Ofrece las mismas características que la cimentación sin base anular, sólo que además puede resistir asentamientos diferenciales debido a su flexibilidad. Figura 2.11.

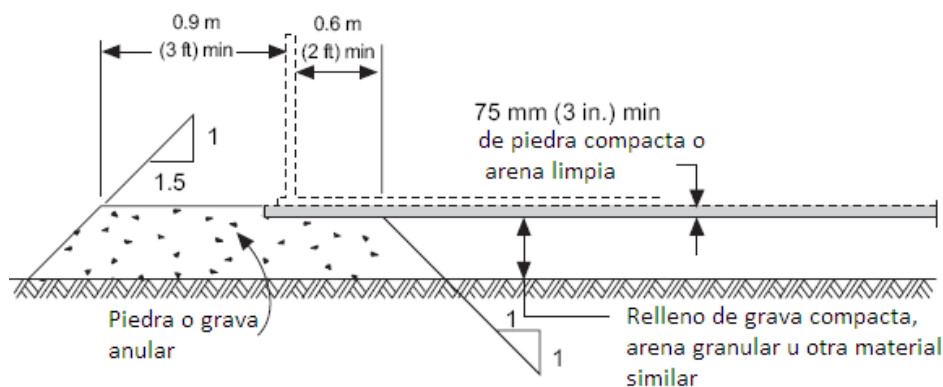


Figura 2.11 Cimentación de base anular con grava

2.10 Factores en la selección del sitio y tipo de almacenamiento

Generalmente es necesario buscar un terreno que permita la instalación de una planta de almacenamiento, que ofrezca una protección adecuada contra incendio, que tenga fácil acceso para el transporte y distribución del crudo, además, que se construya bajo un costo mínimo, y la selección de un tipo de almacenamiento que tenga que ver con el costo relativo, el valor de rescate y el grado de protección que ofrece contra pérdidas de evaporación e incendio.

Se suelen ubicar en el terreno uno o más tanques de almacenamiento, y el terreno donde son instalados es llamado patio de tanques. Figura 2.12



Figura 2.12 Patio de tanques

2.10.1 Accesibilidad

En la construcción de tanques de almacenamiento, es necesario hacer uso de transporte pesado ya sea para transportar el tanque o el material que se emplea en su erección, así como también al retirar el producto almacenado para su refinación, esto representa la necesidad de vías de comunicación propicias para estas actividades, sobre todo si el lugar donde se asentarán los tanques se localiza en zonas alejadas de la civilización, entonces el patio de tanques deberá contar con habitaciones e instalaciones que suplan la luz y el agua entre otros servicios. El área seleccionada se sitúa estratégicamente con respecto a la refinería, estación de bombeo o terminal de transporte a la que se le dará el servicio.



2.10.2 Topografía y suelo

Los tanques necesitan de una buena cimentación para evitar problemas, por ello es necesario encontrar una superficie plana, para que la cimentación sea nivelada, y ahorrar dinero evitando nivelar una superficie al excavar para alcanzar dicho propósito, claro está que, también, en algunos casos un terreno inclinado puede resultar benéfico para el funcionamiento del tanque, pero todo dependerá de los requerimientos con los cuales rigen la construcción del patio.

El uso de tanques de almacenamiento, requiere de un terreno firme, para evitar que se hunda, o se debe de prever de algún tipo de soporte que evite que se puedan dar estos tipos de problemas.

En caso de ubicar tanques en terrenos alcalinos, puede dar lugar a la corrosión del tanque, por lo tanto se recomienda un suelo con gran presencia de arcilla para evitar el daño por corrosión.

2.11 Problemas que se generan en los tanques.

2.11.1 Perdidas por filtración

Cuando el tanque está construido de acero, el problema es casi despreciable, no obstante se puede dar entre las costuras del tanque, debido a una mala impermeabilización o a esfuerzos que se generaron en las juntas de las placas.

2.11.2 Pérdidas por evaporación

La evaporación en el almacenamiento se debe a diferentes factores, como por ejemplo: la volatilidad del aceite, la temperatura, la velocidad del viento, la cantidad de agitación que sufre el aceite y la duración del tiempo de almacenaje. Las pérdidas son más notables en los aceites ligeros, debido a que con un ligero incremento en la temperatura ambiente, estos pueden evaporarse. Los vapores que se escapan del aceite se acumulan en el espacio libre debajo del techo del tanque hasta que se iguala la presión de vapor del aceite, con éste equilibrio ya no se evaporará más, sin embargo, en la realidad el vapor con el viento se pierde y por ende las presiones de vapor del aceite y la presión de vapor libre nunca estarán en equilibrio, por lo tanto la evaporación continuará, (el viento es mas perjudicial que un día caluroso).

Si fuera hermético el techo del tanque, se evitaría el problema, pero se generaría otro, que es la formación de altas presiones que pueden provocar un estallido.

La agitación en el tanque se genera al momento de verter el aceite en el tanque, esto hace que sea casi de manera inmediata que se presente la evaporación, sin embargo a medida que se recupera el reposo en el fluido, se genera menos evaporación, aun así ocurre un movimiento vertical, en donde el fluido que se evapora deja su lugar libre que es ocupado por un fluido de mayor densidad, y así sucesivamente en todo el tanque.



2.11.3 Riesgo de incendio

Cuando un tanque de almacenamiento se incendia con el fluido que estaba almacenando, representa una pérdida enorme en cuestión de dinero, por ello la necesidad de gastar lo suficiente y necesario para la prevención de incendios en los tanques.

Entre las medidas preventivas, están: la prevención de las fugas de gas, instalación de pararrayos, la distancia entre tanques y dispositivos para evitar el sobrecalentamiento.

2.11.4 Corrosión en tanques de acero.

La corrosión se presenta en el tanque de manera externa e interna, en el exterior es causada generalmente por la humedad y el aire, pero se puede solucionar simplemente con pintar ocasionalmente el tanque. El problema es mayor en el interior, puesto que es común que el aceite aunque se haya sometido a un proceso de separación contenga agua que tiene un alto contenido en sales, afectando el fondo del tanque, otro problema es que en ciertos lugares el petróleo tiene un alto contenido de azufre, especialmente el ácido sulfhídrico, que con el metal forma sulfuro de hierro, que aunado con la humedad del aire, produce ácido sulfúrico que puede afectar a la envoltura, el techo y también el fondo del tanque.

La corrosión en el interior se puede solucionar primeramente con pintura que se ha utilizado para el exterior del tanque, la diferencia radica en que al exterior se le da un acabado con blanco de plomo o zinc, ésta pintura es asfáltica de cuerpo grueso, para poder usarla es necesario limpiar las superficies con un chorro de arena que quita la corrosión del metal, se necesita poner una capa de pintura asfáltica, cemento puro o concreto de 2.5 a 5 [cm] de espesor.

Anticipándose a los daños por corrosión, se puede tener protección de cierta clase contra una falla en un tiempo breve, construyendo el fondo del tanque con láminas gruesas para que pueda resistir una cantidad moderada de corrosión superficial. También el agua corrosiva que se asienta en el fondo del tanque deberá drenarse y la remanente del proceso se podrá diluir en agua dulce, cuando el agua es de carácter ácido se le puede agregar algunas sustancias alcalinas como el carbonato de sodio para contrarrestar la acidez.

El problema por azufre, se puede solucionar "envolviendo" con aluminio el acero que está en contacto con estos ácidos.



3.1 Introducción

La norma API 650 se ha realizado mediante la experiencia y el conocimiento de diversas circunstancias, en las que han estado involucrados tanto compradores como fabricantes de tanques soldados de diferentes tamaños y capacidades, cuyo fin es el almacenamiento de petróleo. Aplica para tanques cuyas presiones internas no sean mayores a 2.5 [lb/pg²]. La norma pretende ser una herramienta para facilitar la adquisición y fabricación de tanques de almacenamiento en la industria petrolera. Esto permite que el comprador indique las características del tanque que necesite y el fabricante pueda realizar el diseño bajo dichas especificaciones.

El comprador es responsable de especificar cualquier requerimiento aplicable a los diseños de construcción del tanque de acuerdo a la región de trabajo.

Los tanques deben tener una placa que indique la norma y la edición con la que fue diseñado dicho tanque.

3.2 Objetivo

Proveer a la industria tanques que ofrecen seguridad y un precio razonable para el almacenamiento de: petróleo, derivados del petróleo, u otros líquidos.

Establecer un mínimo de requerimientos para el material, diseño, fabricación, erección, y pruebas para tanques verticales cilíndricos construidos sobre el suelo, ya sea con techo abierto o cerrado, de carbono soldado o de acero inoxidable, para tanques de cierto tamaño y capacidad, y de presión interna cercana a la atmosférica. Solo se aplica para los tanques cuyo fondo esté totalmente soportado uniformemente, y para los tanques de servicio no refrigerantes (criogénicos) con una temperatura máxima de operación de 93[°C] o menos.

3.3 Responsabilidades

El fabricante es responsable de cumplir con todas las disposiciones de ésta norma. El comprador debe especificar las características y requerimientos aplicables a las normas de la localidad, porque, cambia el diseño y la construcción del tanque. Las regulaciones o requerimientos, dependen de varios factores que inciden en el precio del tanque, como: la presión de vapor de los líquidos que estarán contenidos en el tanque, los componentes del líquido almacenado, la localización geográfica del tanque, la fecha de construcción del tanque, la capacidad del tanque, entre otras. Las normas regionales pueden afectar situaciones como: en el tipo de techo a usar, el modo de realizar la construcción del tanque, los tipos de sellos que se usarán para proteger el espacio anular ubicado entre el techo y la envoltura, el venteo del tanque y requerimientos con respecto al uso de barreras para evitar fugas, etc.



3.4 Placas de acero

3.4.1 Materiales

Los materiales usados para la envoltura, techo y fondo, tienen base en las normas de las siguientes asociaciones: la Sociedad Americana de Normas y Materiales (ASTM), la Asociación Canadiense de Normas (CSA), la Organización Internacional de Normas (ISO Standar) y Normas del país en donde se construye el tanque. (En la tabla 3.1 se enlistan dichos materiales).

El revestimiento deberá ser fabricado por un proceso de corazón abierto, horno eléctrico o de oxígeno básico. Los aceros producidos por un proceso de control termomecánico pueden usarse, solo si cumplen con las especificaciones químicas, de resistencia mecánica y de espesor. De acuerdo al proceso de elaboración del acero, los materiales se clasifican en: Grupo I, II, III, IIIA, IV, IVA, V y VI.

Material	Grado	Espesor máximo [mm]
ASTM A 36M/A36		40
ASTM A 131M/A 131	A	12.5
ASTM A 131M/A 131	B	25
ASTM A 131M/A 131	CS	40
ASTM A 131M/A 131	EH36	45
ASTM A 283M/A 283	C	25
ASTM A 285M/A 285	C	25
ASTM A 516M	380,415,450,485/A 516,55,60,70,75	40
ASTM A 537M/A 537 Clase 1, 2		45
ASTM A 573M	400, 450, 485/A 573, 58, 65, 70	40
ASTM A 633M/A 633	C,D	45
ASTM A 662M/A 662	B,C	40
ASTM A 678M/A 678	A	40
ASTM A 678M/A 678	B	45
ASTM A 737M/A 737	B	40
ASTM A 841M/A 841	A, B	40
CSA G40.21	260W,300W	25
CSA G40.21	350W	45
ISO 630 Calidad C, D	E 275	40
ISO 630 Calidad C, D	E 355	45

Tabla 3.1 Materiales para la fabricación de tanques de almacenamiento

El espesor máximo para la envoltura debe ser de 1.75 [pg], a menos que se le coloquen, pernos, tornillos o juntas, que como resultado el espesor sea mayor de 1.75



[pg], para las placas que rebasen 1.5 [pg], el acero deberá normalizarse o aplicarle un método que permita incrementar la resistencia del mismo.

Para las láminas que forman el techo ya sea fijo o flotante, el material debe ser el ASTM A 1011M, grado 33, y el comprador deberá especificar el espesor o el peso del material. Los perfiles estructurales deben ser de alguno de los siguientes materiales: ASTM A 36M, 131M y 992M, de acuerdo con materiales contenidos en la norma AISC, materiales de la norma CSA G40.21 grados 260W, 300W, 350W, 260WT, 300WT y 350WT, y finalmente, ISO 630, grado E275 de calidad V, C y D.

Las tuberías deben estar conforme a las normas API 5L, grados A, B y X42, ASTM A 53, A 106 grados A y B, A 234 M grado WPB, A 333 y 334 grados 1 y 6.

En algunos casos se puede permitir el uso de materiales que están fuera de la norma, siempre y cuando el material pase la prueba de tratamiento térmico, que tiene el objetivo de probar los requerimientos químicos y propiedades mecánicas de los materiales, estas características sirven de referencia para generar rangos con materiales ya conocidos, que sirven para la fabricación de tanques. Sin embargo el nuevo material puede tener diferencias con los materiales comúnmente usados, y es posible que mediante el consentimiento del comprador se emplee éste nuevo material, pese a que no haya ofrecido las características que tienen los materiales contemplados en la norma API-650. Específicamente el uso de un nuevo material solo se puede permitir para fabricación de placas sin costura nuevas, cuando no se han usado o para tuberías soldadas.

3.4.2 Requerimientos de dureza

El espesor y la temperatura de diseño del metal, para placas de acero que sirven como: placas de refuerzo, placas que de la envoltura, placas insertadas, placas soldadas en el fondo, placas para el cuello del registro de hombre, cuellos de boquillas, placas para anillos de refuerzo de la envoltura, etc., tienen un espesor estándar, que toma en cuenta la corrosión a la temperatura de diseño del metal, deben estar de acuerdo con la figura 3.1, y es necesario someterlas a una evaluación de dureza.

Las placas con espesor mayor a 1.5 [pg], se recomienda que sean de acero reposado y someterse a la prueba de impacto. Cuando el espesor de la placa de acero sea menor o igual a 1.5 [pg], la temperatura de diseño para el metal podrá ser mayor a las indicadas en la figura 3.1.

Así mismo las placas de fondo en las cuales se fije la envoltura, ambas tendrán que ser del mismo material

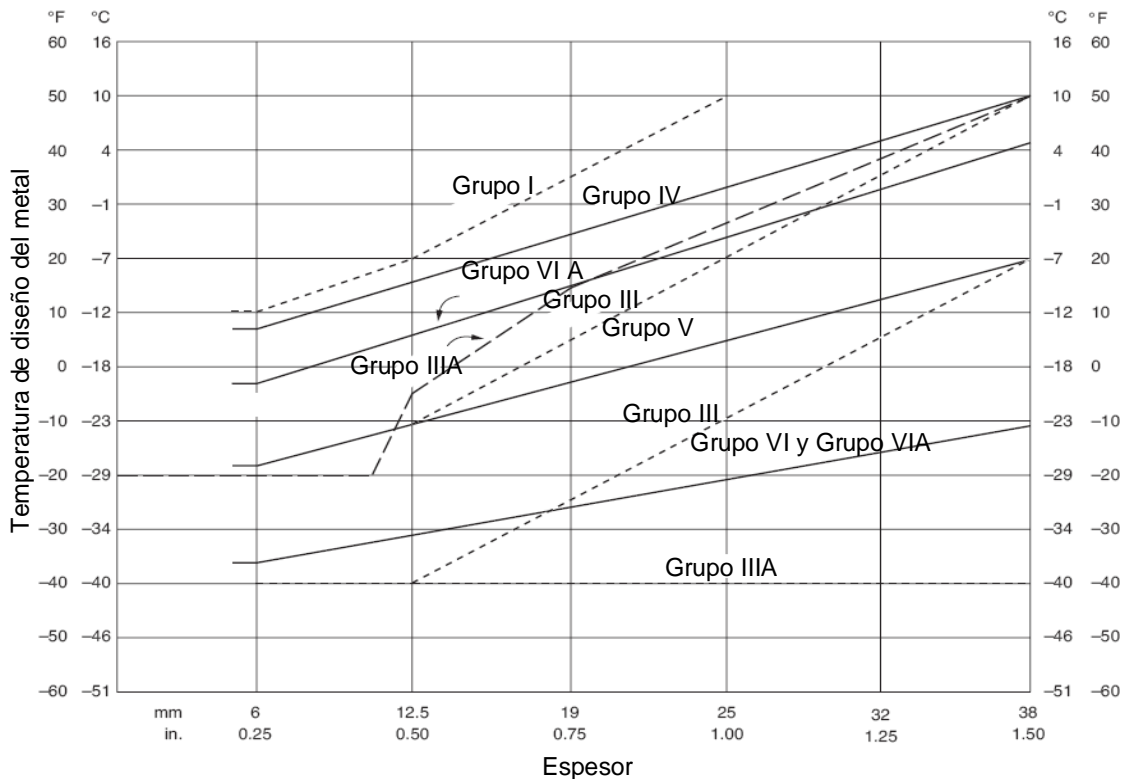


Figura 3.1 Temperatura de diseño y espesor para las placas de acero

3.4.3 Tratamiento térmico para placas de acero

El tratamiento térmico se puede llevar a cabo mediante la orden del comprador o bien que el fabricante decida como se llevará a cabo, si por medio del método de conformado en caliente (templeo) o por el método normalizado, con el fin de mejorar las propiedades mecánicas como: dureza, resistencia y elasticidad.

Con el método de templeo se procura aumentar la dureza y la resistencia del acero, al calentar el acero a temperatura un poco más elevada que la temperatura crítica, y luego se enfría de manera rápida en un medio de agua o aceite. El normalizado tiene por objetivo dejar el material en estado normal, es decir; con ausencia de tensiones internas y con una distribución uniforme del carbono. Cuando se realizan estos métodos, las placas deben probarse para determinar si la placa terminada cumple con los requisitos establecidos.



3.4.4 Prueba de impacto de placas de acero

Las placas de acero que están roladas, deben probarse al impacto para obtener su certificación de pruebas, que consiste en someter la placa de acero a condiciones extremas de servicio con el fin de conocer el comportamiento mecánico de la placa, determinando el grado de fractura que puede tener el material, con el fin de determinar si cumple con el espesor adecuado para las condiciones de operación a las que estará sometido. La prueba de impacto se hace después del tratamiento térmico (si es que las placas se han sometido a dicho tratamiento) y cuando sea requerido por el comprador.

3.5 Diseño de tanques

Como ya se ha mencionado para llevar a cabo el proyecto, es necesario que el comprador proporcione datos e información necesaria, cuya información consiste en: volumen, temperatura, peso específico del líquido, corrosión permisible, velocidad del viento, coeficientes sísmicos de la zona, entre otros. Dado que es el que conoce con exactitud las características tanto del fluido que desea almacenar y el lugar donde se instalará, lo que hace que el fabricante no suponga estas condiciones

3.5.1 Diseño de juntas

Los tanques se construyen con placas o láminas de acero soldadas o de materiales contemplados en normas de la región de trabajo, cuidando que el material sea apropiado para la soldadura.

Existe una gran variedad de juntas o uniones para los tanques, su clasificación mas importante es la de su posición (vertical u horizontal) y su localización (fondo o techo), dichas uniones pueden estar dentro o fuera del tanque, dependiendo de la facilidad que se tenga para realizar el soldado de la misma. Para las uniones verticales y horizontales en la envoltura, se debe hacer una penetración y fusión completa lo cual se podrá lograr con una soldadura doble o una soldadura equivalente que proporcione las mismas características y que cumpla con la norma.

La manera en como se llevará a cabo la preparación para la soldadura de la placa y el procedimiento de la misma, se determina mediante algunos factores como: el tipo de placa que se va a soldar, la temperatura de diseño del metal, la prueba de impacto y el espesor de la placa. Las uniones típicas verticales se muestran en la figura 3.2, y las uniones típicas horizontales en la figura 3.3.

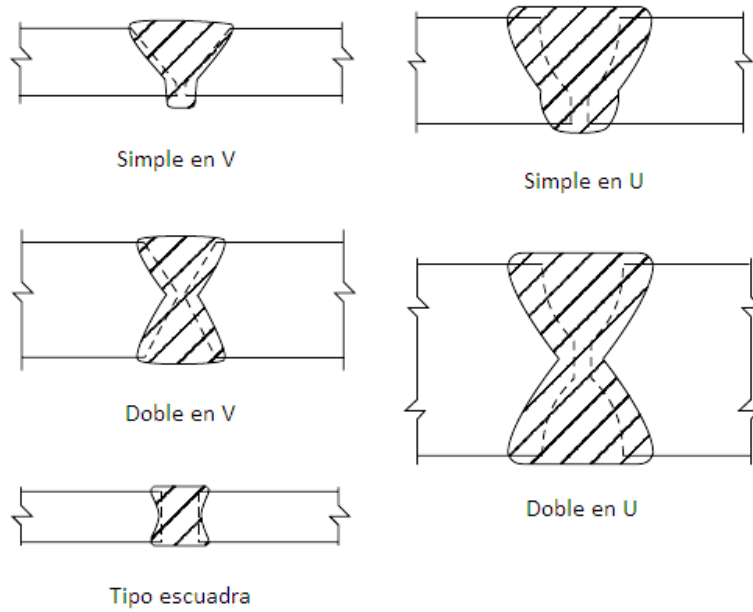


Figura 3.2 Tipos de uniones verticales en la envoltura

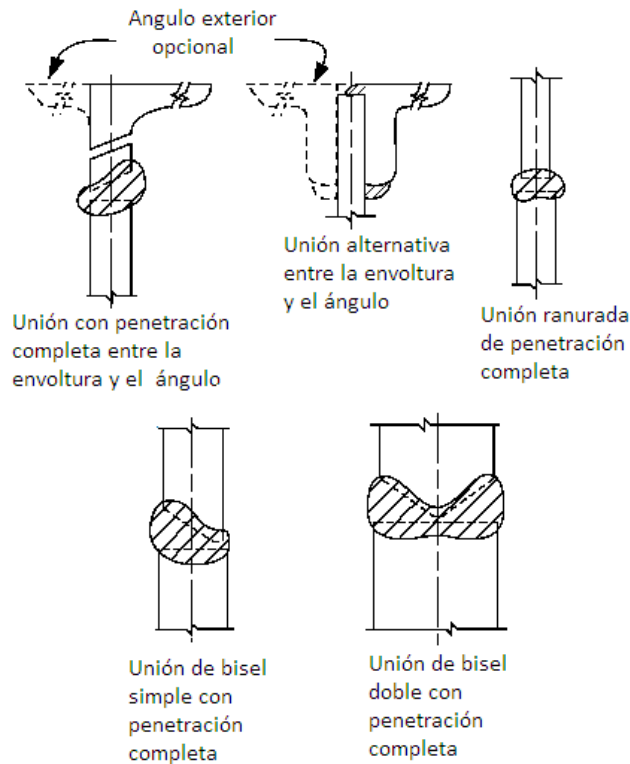


Figura 3.3 Uniones horizontales en la envoltura



3.5.1.1 Procedimiento de soldadura

La técnica de soldadura es sumamente importante, y debe llevarse a cabo de tal manera que no se afecte el peso o el espesor de la placa de acero.

Las uniones se encuentran en el fondo y techo (figura 3.4), a continuación se enlistan algunos de estos tipos:

- **Juntas de fondo soldadas a traslape.** Para llevar a cabo la soldadura, es necesario que la placa de acero sea rectangular o cuadrada. Las placas de fondo deberán soldarse solamente por la parte de arriba, con una soldadura de ángulo continua en todas las costuras, a menos que sean usadas placas de fondo anular, las placas de fondo que están debajo de la envoltura deben tener juntas ajustadas a los extremos exteriores y soldados con recubrimiento para producir una superficie lisa para las placas de la envoltura.
- **Juntas de fondo y placa anular soldadas a tope.** Las placas de fondo deben tener formas paralelas preparadas para ser soldadas a tope con cualquier esquina o surco en forma de V. Se hace usando una configuración que cumpla con una penetración de soldadura apropiada. Para soldar éste tipo de uniones, se aplica una tira no mayor de 1/8 [pg] o mayor si se suelda la parte posterior de la placa.
- **Soldadura de filete para el fondo y envoltura.** Para placas de fondo y anulares cuyo espesor nominal sea de 1/2 [pg] o menos, las uniones entre la parte más baja de la envoltura y el plato del fondo será mediante una soldadura de ángulo continuo puesta en cada lado de la placa de la envoltura. El tamaño máximo de cada soldadura será de al menos 1/2 [pg] y no menor al espesor de dos platos unidos. El tamaño de la soldadura no deberá rebasar los valores de la tabla 3.2. Cuando el espesor nominal de las placas anulares sea mayor de 1/2 [pg], la soldadura en refuerzos no deberá exceder los límites de la siguiente tabla.

Espesor nominal de la placa de la envoltura		Tamaño mínimo de la soldadura de filete	
[mm]	[pg]	[mm]	[pg]
5	0.1875	5	0.1875
>5 a 20	>.1875 a .75	6	0.25
>20 a 32	>.75 a 1.25	8	0.3125
>32 a 45	>1.25 a 1.75	10	0.375

Tabla 3.2 Espesor mínimo de la soldadura en refuerzos y tamaño mínimo de la soldadura

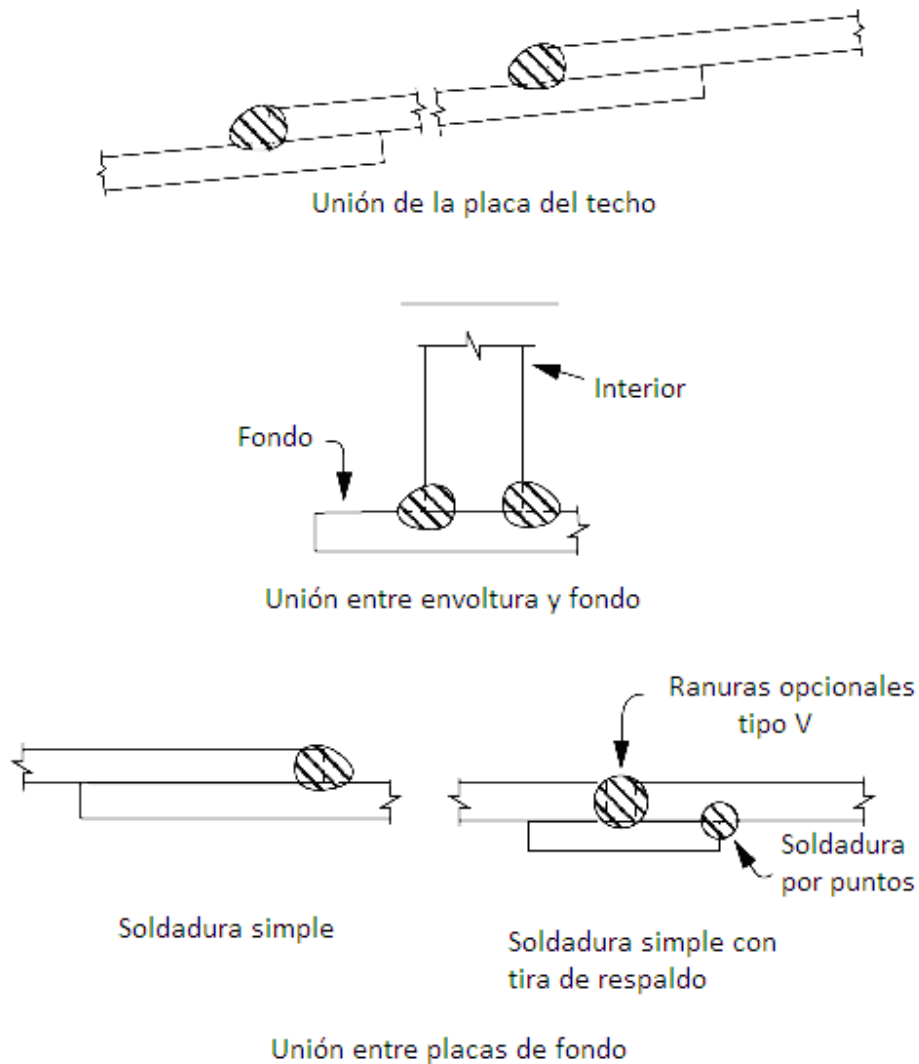


Figura 3.4 Juntas de techo y fondo

- **Juntas en anillos anulares (vigas de viento).** Para unir las secciones circulares se sueldan mediante una penetración completa y continua, y puede ser usada para juntas horizontales o verticales.
- **Juntas en techos y perfil de coronamiento (ángulo superior del tanque).** Los platos de los techos son soldados por el lado de la cima por una soldadura continua de filete en todas las costuras, estos se unirán por el lado superior del tanque con una soldadura de filete continuo por encima de la placa. Los ángulos de la cima para techos de un solo apoyo serán soldados por sus extremos con



completa fusión y penetración. Para techos cónicos de un solo apoyo como de domo y paraguas, los bordes de los platos son opcionales. Los ángulos de la cima de la envoltura deberán ser menores a los tamaños de la tabla 3.3.

Diámetro del tanque [ft]	Angulo mínimo en la cima [pg]
Menor o igual a 35	2x2x3/16
Entre 35 y 60	2x2x1/4
Mayores a 60	3x3x3/8

Tabla 3.3 Angulo mínimo en la cima de la envoltura

Ninguna soldadura de cualquier tipo se desempeñará cuando las superficies al unirse estén mojadas, tengan hielo o cualquier otro tipo de residuos, ni durante los periodos de viento altos o cuando la temperatura del metal sea menor de 0 [F]. Cada capa soldable se limpiará de cualquier depósito antes de aplicar otra capa.

3.5.1.2 Consideraciones de diseño de juntas

Para el diseño de las juntas se debe tomar en cuenta las diferentes cargas que se presentan en el área de trabajo como: carga muerta; que es el peso del tanque y de las partes que lo conforman, presión de diseño externa; que no sea menor de 0.25 [kPa], presión interna de diseño; que no exceda de 18 [kPa], prueba hidrostática, la mínima carga en el techo, las cargas sísmicas, la nieve, la cantidad de líquido almacenado, la presión de prueba y la velocidad del aire.

También es necesario considerar la dureza y la zona afectada por el calor de la soldadura, para determinar alguna falla en el tanque antes de se ponga en operación, se puede determinar la calidad de la dureza mediante uno o ambos de los siguientes métodos:

- Pruebas de calificación del procedimiento de la soldadura, que incluye pruebas de dureza de la soldadura y de la zona afectada por el calor.
- Prueba de la radiografía.

3.5.1.3 Detalles de la soldadura

El proceso de soldadura se escogerá de acuerdo a las necesidades, condiciones y normas. Cada capa de metal soldado deberá limpiarse antes de iniciar la soldadura.



La soldadura del fondo comienza justo después de haber colocado las placas en su posición, con el fin de evitar distorsiones y que se pierda la superficie plana. La soldadura de la envoltura al fondo deberá estar prácticamente terminada antes de soldar las juntas de fondo que usualmente están abiertas para compensar la contracción de cualquier soldadura que se haya completado anteriormente.

Las placas de la envoltura se unirán mediante una soldadura a tope, deberán estar niveladas adecuadamente y mantenidas en posición durante el proceso de soldadura. En juntas verticales el desalineamiento para placas mayores de 5/8 [pg] no deberá exceder del 10% del espesor de la placa o 1/8 [pg] el que sea menor. Para el caso de juntas horizontales la placa superior no debe proyectarse sobre la placa inferior en ningún punto por más de 20% del espesor de la placa de arriba con una proyección máxima de 1/8 [pg]. Las soldaduras completadas de partes o piezas de alivio de tensión, deberán ser examinadas de manera visual.

Para soldar la envoltura con el fondo, es necesario limpiar las superficies a soldar de residuos que el proceso de soldadura del fondo y de la envoltura pudieran dejar, una vez hecho esto se procede a juntar el fondo con la envoltura mediante la soldadura, cuando ésta operación termina se necesita someter a pruebas el trabajo hecho, dichas pruebas consisten en: poner líquidos penetrantes en las costuras, supervisión visual o inyectando aire a cierta presión para determinar si la distribución de la presión es uniforme en la soldadura.

3.5.2 Diseño de fondos

El diseño del fondo de los tanques de almacenamiento depende de las siguientes consideraciones:

Los cimientos usados para soportar el tanque, el método que se utilizara para desalojar el producto almacenado, el grado de sedimentación de sólidos en suspensión, la corrosión del fondo y el tamaño del tanque.

Los fondos para tanques cilíndricos son generalmente fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo. Esto es posible para el fondo, por que se encuentra soportado por una base de concreto, arena o asfalto los cuales soportan el peso de la columna del producto; además la función del fondo es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base.

Para prevenir deformaciones al soldar se usan placas con un espesor nominal mayor a 1/4 [pg]. Además el fondo tendrá que ser de un diámetro mayor que el diámetro exterior del tanque por lo menos 2 [pg] más en el ancho del filete de la soldadura de la unión entre el cuerpo y el fondo. Si las placas fueran soldadas a tope los fondos se deben formar con placas traslapadas, con el fin de absorber deformaciones sufridas por el fondo.



Cuando se requiere el uso de la placa anular, ésta deberá tener un ancho radial de acuerdo a lo que indique la formula siguiente, pero no menor de 24 [pg] entre el interior del tanque y cualquier cordón de soldadura, considerando una proyección exterior de 2 [pg].

$$\frac{390t_b}{(HG)^{0.5}} \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde:

T_b: espesor nominal de la placa anular [pg]

H : altura máxima del líquido [ft]

G : gravedad especifica del líquido que se va a almacenar

Los espesores de los fondos no deben ser mayores a los de la tabla 3.4.

Espesor mínimo del primer anillo del cuerpo T	Esfuerzo calculado para prueba hidrostática en el primer anillo del cuerpo [lb/pg ²]			
	< 27 000	< 30 000	< 32 000	< 36 000
Igual o mayor a .75	¼	1/4	9/32	11/32
Entre .75 y 1	¼	9/32	3/8	7/16
Entre 1 y 1.25	¼	11/32	15/32	9/16
Entre 1.25 y 1.5	5/16	7/16	9/16	11/16
Entre 1.50 y 1.75	11/32	1/2	5/8	¾

Tabla 3.4 Espesor mínimo de fondo y placa anular

3.5.3 Diseño de la envoltura

El espesor de la envoltura requerido para resistir la carga hidrostática será mayor que el calculado por condiciones de diseño o por condiciones de prueba hidrostática, pero en ningún caso será menor a lo que se muestra en la tabla 3.5.

Diámetro nominal del tanque [ft]	Espesor nominal [pg]
Menor a 50	3/16
50 a 120	¼
120 a 200	5/16
Mayor a 200	3/8

Tabla 3.5 Espesor mínimo de la envoltura



Capítulo 3

Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

El espesor de la envoltura 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.

Cuando sea posible, el tanque podrá ser llenado con agua para la prueba hidrostática, pero si esto no es posible y 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.

3.5.3.1 Cálculo del espesor de la envoltura por el método de un pie

Otra manera de calcular el espesor requerido mínimo para las placas de la envoltura; es el método de un pie, que, toma en cuenta las condiciones de diseño y prueba hidrostática, considerando una sección transversal ubicada a 1 [ft] por debajo de la unión de cada anillo. Es aplicable en tanques con un diámetro menor o igual a 200 [ft], y usa las formulas siguientes:

$$t_d = \frac{2.6D(H-1)G}{S_d} + CA \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

$$t_t = \frac{2.6D(H-1)}{S_t} \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde:

- t_d : Espesor de diseño de la envoltura [pg]
- t_t : Espesor por prueba hidrostática [pg]
- D : diámetro nominal del tanque [ft]
- H : nivel del líquido para diseño [ft]
- G : gravedad específica del líquido almacenado
- CA: Corrosión permisible
- S_d : Esfuerzo permisible para las condiciones de diseño

3.5.4 Diseño de techos

Como se mencionó en el capítulo 2, los techos se clasifican de acuerdo al tipo de techo con el que cuentan, dando así lugar a techos como: techo fijo, techo flotante y de membrana interna, su diseño varia según el techo, a continuación se describen elementos importantes para el diseño de cada uno de ellos.



Independientemente de la forma o el método de soporte, los techos son diseñados para soportar una carga viva de por lo menos 25 [lb/ft²], que representa cargas como la presión interna, la carga hidrostática, la carga del viento o la carga por el fluido, mas la carga muerta ocasionada por el techo.

Las placas usadas para techos deberán tener un espesor nominal mínimo de 3/16 [pg] o 5 [mm] y añadirse un factor de tolerancia a la corrosión.

Las placas de los techos cónicos soportados no deberán fijarse a los miembros de soporte. Los miembros internos y externos del techo deberán tener un espesor nominal de 0.17 [pg], en cualquier componente de estos.

Las placas del techo se sujetarán al ángulo superior del tanque (anillo de coronamiento), con soldadura de filete completo y continuo solo por la parte superior, aunque éste sea soportado.

3.5.4.1 Diseños de techos fijos

3.5.4.1.1 Techo cónico soportado

Los techos cónicos soportados se usan generalmente para tanques de gran diámetro, los cuales consisten en un cono formado a partir de placas soldadas a traslape, soportadas por una estructura, compuesta de columnas traveses y largueros, las traveses forman polígonos regulares múltiples de cinco y en cada arista de estos se colocara una columna. Los polígonos compuestos por traveses se encargaran de soportar los largueros.

Las juntas de las placas del techo estarán soldadas a traslape por la parte superior con un filete continuo a lo largo de la unión, la cual tendrá un ancho igual al espesor de las placas. La soldadura del techo con el perfil de coronamiento, se efectuará mediante un filete continuo de 3/16 [pg] o menor si la especifica el comprador.

El diseño y cálculo de la estructura involucra los esfuerzos de flexión y corte, producidos por una carga uniformemente repartida ocasionada por el peso de las placas de techo, traveses y largueros, debido a esto las placas del techo se consideran vigas articuladas.

Los soportes principales incluyendo los soportes de vigas deberán fabricarse en secciones, y deberán estar en contacto con las placas que conforman el techo.

Las columnas para soportar la estructura del techo se seleccionan a partir de perfiles estructurales, o puede usarse tubería de acero. Cuando se usa tubería de acero, ésta debe proveerse de drenes y venteos; la base de la misma será provista de topes soldados al fondo para prevenir desplazamientos laterales.

Capítulo 3



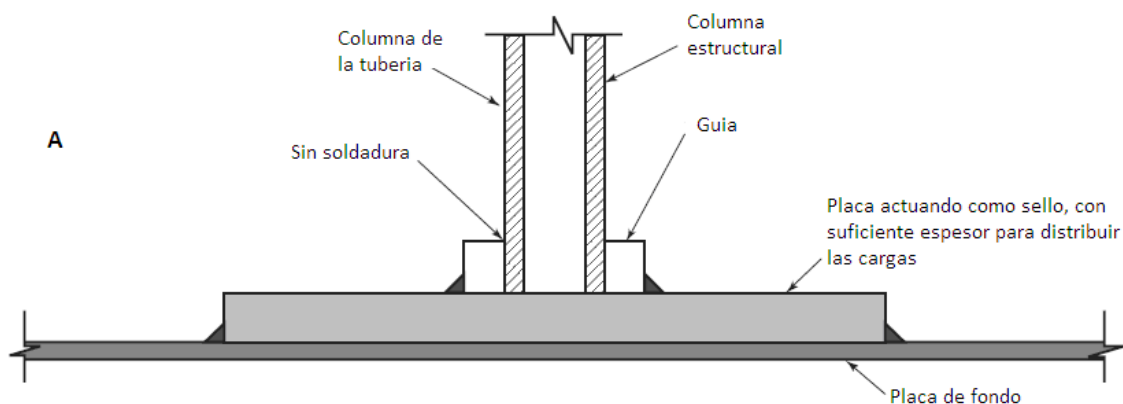
Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

Las uniones de la estructura deben estar debidamente ensambladas mediante tornillos, remaches o soldadura, para evitar que las uniones puedan tener movimientos no deseados.

El diseño de estas debe considerar la carga muerta que representan las vigas y las placas del techo que no ofrecen un soporte lateral, además deben tener una profundidad mayor a 15 [pg]. Las vigas deberán espaciarse a lo largo del anillo externo a no más de 6.28 [pies] y la separación entre los anillos internos no será mayor de 5.5 [pies].

Las columnas para el soporte del techo deben diseñarse tomando en cuenta las características siguientes:

- *Distribución de cargas:* las cargas que soportan las columnas deben distribuirse a lo largo de una base de soporte. Las placas del techo y accesorios deben estar diseñados para que no se rebasen las cargas permitidas. Figura 3.5A.
- *Protección de corrosión y abrasión:* es necesario soldar en cada columna una placa de desgaste al fondo del tanque con un espesor de $\frac{1}{4}$ [pg]. Esto permite que se cubran dos puntos importantes: una buena distribución de cargas y una protección contra la corrosión y la abrasión. Figura 3.5B.
- *Movimiento vertical:* el diseño debe permitir a las columnas un movimiento vertical relativo para cuando se suscite un incremento de presión o un asentamiento en el fondo del tanque. Figura 3.5C.
- *Movimiento lateral:* las columnas deben asentarse correctamente en sus bases para evitar un movimiento lateral, además de que las guías de las columnas no deberán estar soldadas directamente al fondo del tanque.



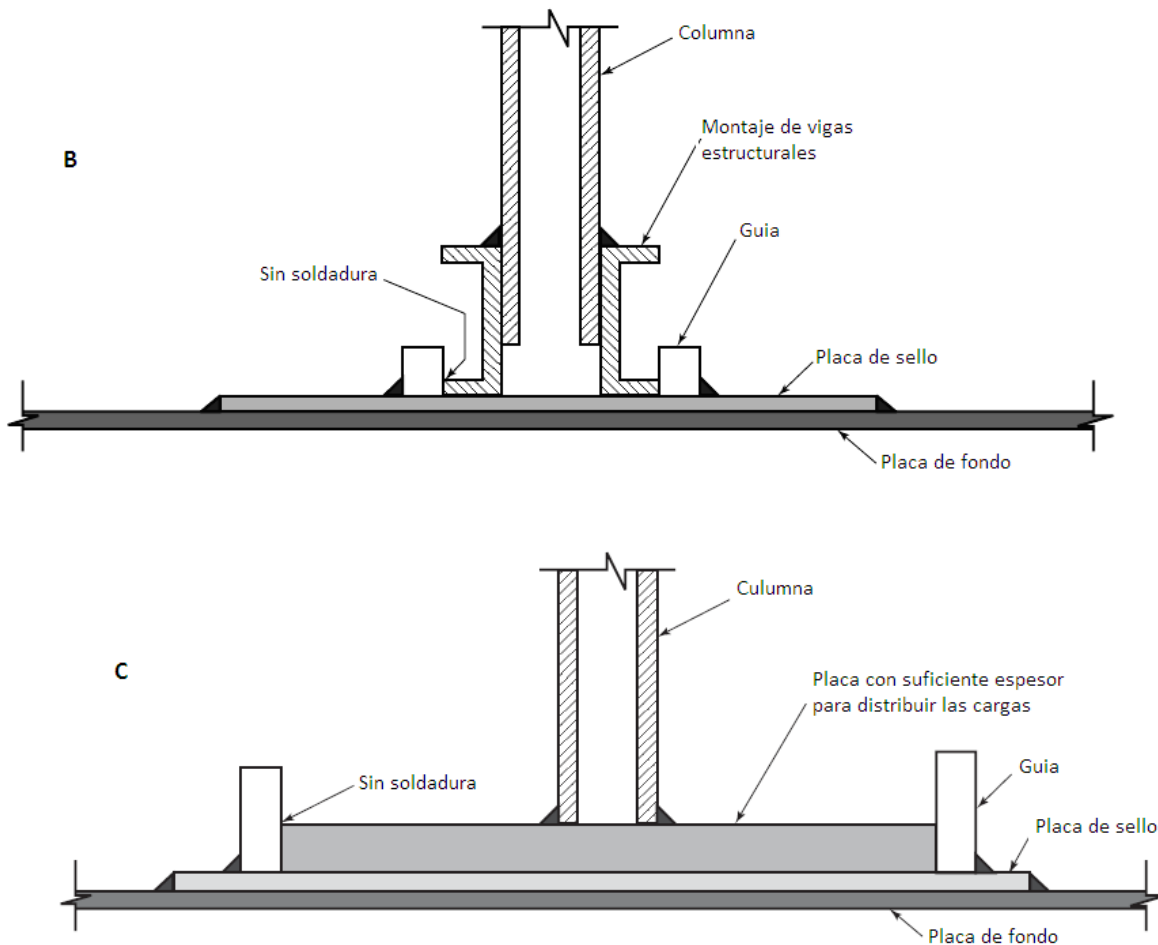


Figura 3.5 Base de las columnas para el soporte del techo

3.5.4.1.2 Techos cónicos auto soportados

Los techos cónicos auto soportados son empleados en tanques relativamente pequeños. Consiste en un cono formado de placas soldadas a tope, el cual por su forma física, es capaz de sostenerse sin ningún elemento estructural y únicamente soportado en su periferia por el perfil de coronamiento.

Los techos son diseñados y calculados para tanques que no exceden de un diámetro de 60[ft], pero es recomendable fabricar estos con un diámetro máximo de 40 [ft], y cualquier dimensión de las mostradas requiere el uso de una estructura capaz de soportar al techo.

Los techos cónicos autosoportados tendrán como máximo una pendiente de 37°, y como mínimo de 9.5°, con respecto a la horizontal. El espesor no deberá ser menor de 3/16 [pg] y no mayor de 1/2 [pg].

El armado del techo sigue los mismos requerimientos y procedimientos que el fondo; estos son generalmente fabricados por placas rectangulares soldadas a tope, partiendo de un disco cuyo radio es la hipotenusa del cono en el cual se distribuirán las placas. A dicho disco se le practicara un corte para que el techo al ser izado, cierre y adquiera forma cónica, de acuerdo con la figura 3.6

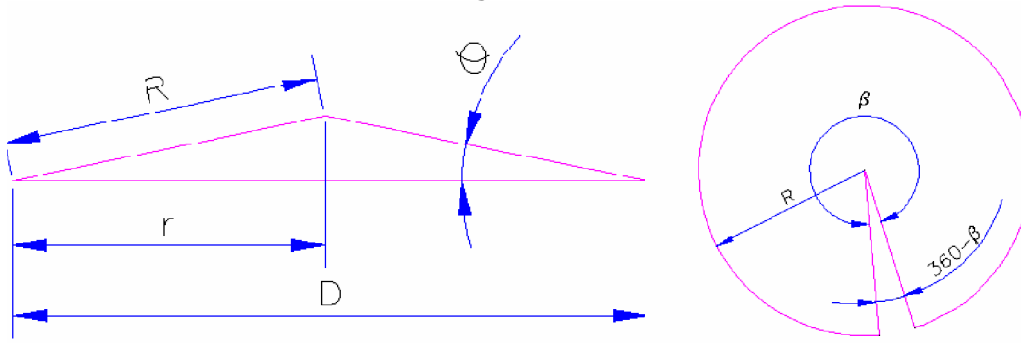


Figura 3.6 Corte del disco para formar un techo cónico

3.5.4.1.3 Techos tipo sombrilla y domo auto soportado

Los techos tipo domo se caracterizan por ser un casquete esférico el cual está formado por placas soldadas a traslape o a tope. Éste tipo de tapas son poco usuales debido a que tienen un proceso de fabricación muy laborioso, ya que cada placa y segmento tienen que formarse con el radio de abombado, incrementando de ésta manera su costo y complejidad.

Por otro lado los techos tipo sombrilla son una variedad del tipo domo, el cual solo conserva el abombado sobre el eje vertical, ya que sobre el eje circunferencial guarda semejanza con el tipo cónico. Las tapas por lo general se fabrican a partir de gajos para facilitar el abombado de las placas. Éste tipo de placas deben estar diseñadas bajo los siguientes requerimientos:

- a) Radio.
 - Radio mínimo: $0.8D$ (puede variar de acuerdo a la petición del comprador)
 - Radio máximo: $1.2D$ (donde D es el diámetro nominal del tanque)
- b) Espesor.
 - Espesor máximo: $\frac{1}{2}$ [pg]
 - Espesor mínimo: $\frac{3}{16}$ [pg]

3.5.4.2 Diseño de techos flotantes

Los techos flotantes tienen como objeto la finalidad de eliminar la cámara de aire comprendida entre la superficie del líquido y el techo, con la finalidad de que el fluido no



se evapore, causando riesgos tanto para la seguridad del tanque como para el medio ambiente, así como un decremento considerable en el volumen almacenado en el tanque.

El techo y los accesorios se diseñan y construyen de modo que el techo pueda flotar al nivel del líquido y por ende poder subir y bajar conforme cambia la cantidad del líquido almacenado, sin provocar daños ya sea en el tanque, en los accesorios o en el mismo techo, sin la necesidad de operarse manualmente.

El diseño de techos considera techos tipo pontón, tipo sartén y de doble cubierta, cuyos diseños se llevan a cabo de manera similar.

El espacio anular entre el borde exterior del techo flotante y la envoltura del tanque, deberá ser diseñado para que el sello periférico tenga una dimensión apropiada, lo mismo que todos los accesorios y componentes internos del tanque para un apropiado montaje del techo.

Para tanques con 60 [m] (200 [pies]) de diámetro y con techos como el de pontón o el de tipo sartén, se considera un diseño por flexión, causado por las cargas del viento.

3.5.4.2.1 Cubiertas

Los techos flotantes deberán permanecer en flotación sobre un líquido con una densidad relativa mínima de 0.7 y bajo las siguientes condiciones:

- Para el caso de los pontones, deben soportar una precipitación de agua de lluvia de hasta 25.4 [cm] de agua por un periodo de 24 [hr], sin que el techo se drene, para el caso de doble cubierta estos deberán tener drenes de emergencia para mantener el agua a un volumen menor que el indicado.
- Los pontones no deberán deformarse en presencia de carga de agua de lluvia, por lo que el usuario y el fabricante podrán acordar una prueba simulando las condiciones y poniendo el techo en flotación sobre el agua.
- Éste tipo de techos debe contar con una escalera que se ajuste al movimiento del techo para facilitar el acceso a éste. La escalera debe cubrir toda la carrera del techo.

3.5.4.2.2 Drenaje de techos

El drenaje de techos permite evacuar el agua que se almacena en el techo cuando llueve y con base en la cantidad de precipitación se hace un diseño para el drenaje con el fin de evitar que el techo se hunda debido al peso que la precipitación aporta al



Capítulo 3

Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

techo, no solo éste tipo de problema tiene que ver con el diseño, también se deben cuidar otros factores como: ser resistente al contenido del tanque teniendo un adecuado recubrimiento, poder flotar libremente evitando dobleces, obstrucciones por algún accesorio interno o el ser aplastado por las piernas de soporte en el fondo del tanque, deberá permitir un movimiento flexible para ascender o descender debido a la expansión térmica y contar con mallas evitando la entrada de basura que podría obstruir el correcto drene del sistema, a esto se le conoce como drenaje primario.

En caso de climas con frío, las válvulas check, el drenaje y las válvulas de corte deberán protegerse para evitar congelarse.

También se encuentran los llamados drenajes de emergencia que están en los techos de doble cubierta y deberán tener un mínimo de tres drenes de emergencia para evitar el hundimiento del techo. Éste tipo de drenaje para los techos cubierta simple están prohibidos.

3.5.4.2.3 Venteo

Como se mencionó en el capítulo 2, el venteo sirve para prevenir el exceso de presión en la cubierta o en el sello, mediante ventiladores automáticos que llevan los vapores al ambiente cuando se está llenando o vaciando el líquido a almacenar. Los tamaños del venteo están en función de la cantidad de vapor que podría llegarse a ventilar en los procesos de almacenamiento. Cada venteo automático siempre estará cerrado, solo se abre cuando se necesite liberar la presión de exceso que hay en el tanque.

3.5.4.2.4 Piernas de apoyo

Los techos flotantes deberán contar con piernas renovables o no renovables, las cuales se deben perforar o ranurar en el fondo para permitir su drenado. La longitud debe ser ajustable desde la parte superior del techo.

El fabricante debe asegurarse que todos los dispositivos del tanque, como agitadores, tuberías y boquillas de llenado, trabajen libremente cuando el techo esté en su posición más baja.

Las piernas y sus uniones se deben diseñar para soportar el techo, además de una carga viva uniforme de por lo menos 25 [lb/pg²]. Debe darse atención especial a la unión de las piernas en techos de cubierta sencilla con el objeto de prevenir fallas en los puntos de fijación.

3.5.4.2.5 Fabricación, levantamiento, soldadura, inspección y prueba para techos flotantes

La cubierta y otros accesorios que requieren estar herméticamente cerrados deben someterse a pruebas de fugas mediante el método de líquido penetrante. Otra prueba



que se hace es el determinar la flotación del techo y se hace llenando el tanque de agua y se estudian las partes superior e inferior para evitar el hundimiento. En los techos de tipo pontón y doble cubierta se lleva a cabo una inspección mediante la visualización para evitar defectos y agujeros en la soldadura. La tubería del drenaje que forma parte del drene primario deberá probarse con agua a una presión de 50[lb/pg²].

3.5.4.3 Techos fijos con membrana interna

Los tanques con éste tipo de techo cuentan con un techo fijo en la parte superior y de un techo flotante que descansa en el líquido almacenado, de acuerdo a ciertas características como: propósito futuro del producto, condiciones de operación, requerimientos de mantenimiento, expectativa de vida, temperatura ambiente, temperatura máxima de diseño, presión, condiciones de corrosión y factores de compatibilidad, se determinará el tipo de techo flotante a instalarse en el tanque, de los cuales pueden ser: techo tipo sartén, tipo pontón, tipo doble cubierta y tipo simple cubierta.

3.5.4.3.1 Diseño

El diseño del techo y de sus accesorios, tiene por objetivo permitir al techo llegar al límite superior del nivel del líquido y bajar hasta el nivel inferior del líquido sin dañar el cuerpo del tanque, la tapa o cualquier otro accesorio. El techo debe operar con manejo manual, utilizando el borde del faldón y la pared del cuerpo del tanque para soportar los empaques del techo en el punto más alto del nivel.

Debe proveerse el tanque de dispositivos de alarma que indique al personal que se ha sobrepasado el nivel superior de llenado de líquido, a menos que el tanque esté diseñado para contener una altura de columna de fluido igual al límite superior del tanque. El usuario debe indicar un arreglo apropiado a sus necesidades con el fin de proveer salidas de emergencia del líquido para evitar daños en el tanque.

Los cálculos de diseño para el techo flotante deberán considerar una gravedad específica de 0.7, también incluir la flotabilidad necesaria para soportar al menos dos veces la carga muerta, mas un factor de fricción causado por los sellos periféricos durante el llenado del tanque.

También es necesario que el techo flotante dé la seguridad de soportar por lo menos a dos hombres que juntos pesen 500 [lb] en cada pie², evitando que se hunda el techo.

3.5.4.3.2 Soportes del techo

El objetivo de los soportes del techo es brindarle un apoyo al techo para disminuir la carga propia del techo flotante y evitar un daño al mismo y al techo fijo, dichos soportes pueden ser ajustables. Se deben determinar los niveles máximos y mínimos de operación de los soportes, tomando en cuenta los componentes internos, se establece el



nivel mínimo de los soportes, y de acuerdo con las alarmas de máximo nivel de operación se establece el nivel máximo del soporte. Se implementan soportes de acero soldados a lo largo del fondo del tanque, cuya función será distribuir las cargas en el fondo del tanque y recibir el desgaste ocasionado por estas fuerzas.

3.5.4.3.3 Presión máxima de diseño

Los tanques de almacenamiento pueden tener un incremento en su presión interna cuyo límite es la presión interna multiplicada por el área de la sección transversal del tanque, el resultado, no debe exceder el peso nominal conformado por el cuerpo, techo y cualquier accesorio instalado en el tanque de $2.5 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ o 18 [kPa] , siempre y cuando el tanque esté anclado.

La junta cuerpo-techo deberá estar como se especifica en la figura 3.7, donde se muestra la sección transversal a considerar.

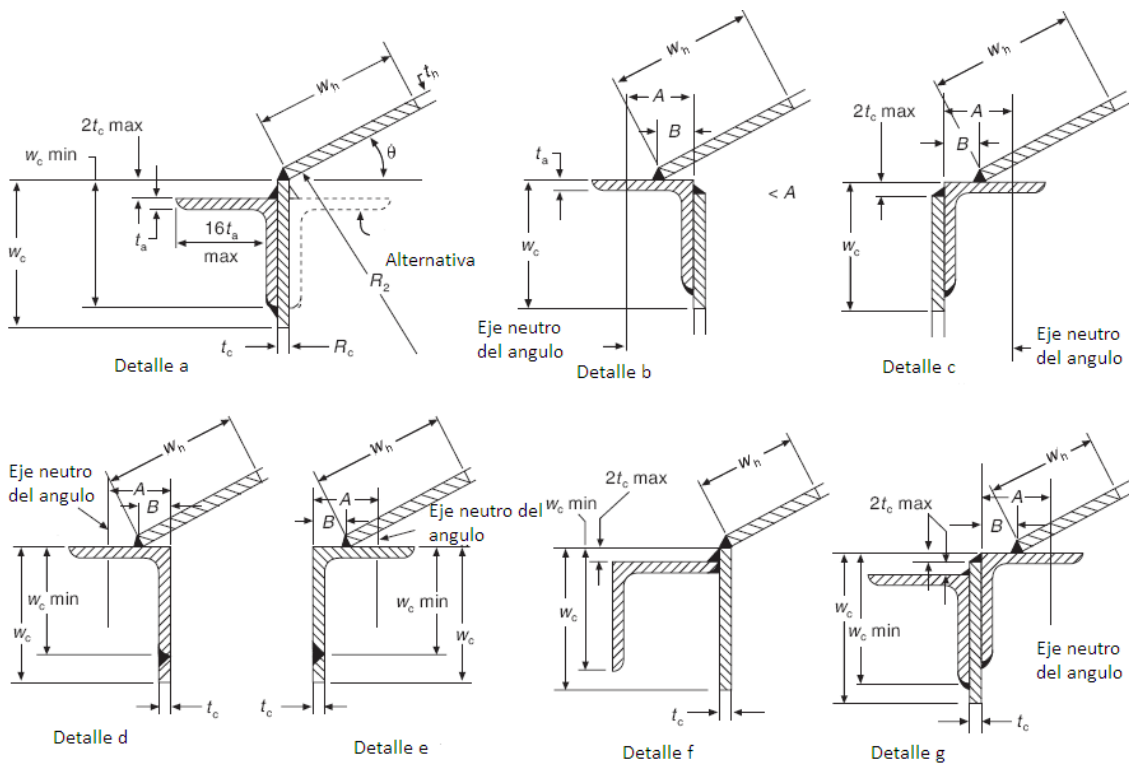


Figura 3.7 Detalles de perfiles de coronamiento

Para realizar el cálculo es necesario determinar la presión de diseño, P , para el tanque, mediante la fórmula siguiente:



Para unidades del sistema internacional

$$P = \frac{(1.1)(A)(\tan \theta)}{D^2} + .08t_h \quad \dots\dots\dots(3.4)$$

Donde:

P = presión interna de diseño [kPa]

A = área de la sección transversal de la unión cuerpo-techo [mm²]

θ = el ángulo que forma la unión cuerpo-techo

D = diámetro del tanque [m]

t_h = espesor del techo [mm]

Para unidades del sistema ingles

$$P = \frac{(30800)(A)(\tan \theta)}{D^2} + 8t_h \quad \dots\dots\dots(3.5)$$

Donde:

P = presión interna de diseño [psi]

A = área de la sección transversal de la unión cuerpo-techo [in²]

θ = el ángulo que forma la unión cuerpo-techo

D = diámetro del tanque [ft]

t_h = espesor del techo [in]

La que tendrá que ser menor que la presión máxima permisible calculada por la siguiente ecuación:

Para unidades del sistema internacional

$$P_{\max} = \frac{0.00127D_{LS}}{D^2} + 0.08t_h - \frac{0.00425M}{D^3} \quad \dots\dots\dots(3.6)$$

Donde

P_{max} = Presión máxima permisible [kPa]

D_{LS} = peso total del cuerpo y accesorios soportados por la envoltura y el techo, sin tomar en cuenta el peso del techo [N]



Capítulo 3

Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

M = Carga del viento [N-m]

Para unidades del sistema ingles

$$P_{\max} = \frac{0.245D_{LS}}{D^2} + 8t_h - \frac{0.817M}{D^3} \quad \dots\dots\dots(3.7)$$

Donde

P_{\max} = Presión máxima permisible [psi]

D_{LS} = peso total del cuerpo y accesorios soportados por la envoltura y el techo, sin tomar en cuenta el peso del techo [lbf]

M = Carga del viento [ft-lbf]

Finalmente se calcula la presión de falla, con la siguiente ecuación; que es la presión a la cual en el área del anillo de compresión se genera un esfuerzo que alcanza al punto de cedencia en un tanque sometido a presión interna.

Para unidades del sistema internacional

$$P_f = 1.6P - 0.047t_h \quad \dots\dots\dots(3.8)$$

Donde

P_f = Presión de falla [kPa]

Para unidades del sistema ingles

$$P_f = 1.6P - 4.8t_h \quad \dots\dots\dots(3.9)$$

Donde

P_f = Presión de falla [psi]

Se recomienda que la presión máxima (P_{\max}) no exceda de 80% a la de la falla.

$$P_{\max} \leq 0.8P_f \quad \dots\dots\dots(3.10)$$



Cuando se ha establecido la presión máxima de diseño y esta entre los rangos de la presión de falla y la presión máxima de diseño, el área de compresión requerida se calcula con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{D^2 (P_i - 0.08t_h)}{1.1(\tan \theta)} \dots\dots\dots(3.11)$$

Donde:

Pi = Presión interna de diseño [kPa]

Para unidades del sistema ingles:

$$A = \frac{D^2 (P_i - 8t_h)}{30800(\tan \theta)} \dots\dots\dots(3.12)$$

Donde:

Pi = Presión interna de diseño [psi]

3.6 Venteo

Al igual que en los techos flotantes, se debe implementar venteos para prevenir tensiones en la cubierta del techo o en la membrana selladora, y deberán evacuar los gases y el aire contenidos debajo del techo y para liberar cualquier vacío generado en los soportes después de operaciones de vaciado. El venteo es automático y se abre cuando se llega a una cierta altura y se cierra cuando disminuye dicha altura.

3.7 Aberturas y accesorios

3.7.1 Medidores en el techo

Los medidores deben ofrecer un acceso y ventilación para el interior del tanque, cuando éste se encuentre vacío. Los medidores se deberán localizar alrededor del tanque con un patrón efectivo para acceso, iluminación y ventilación del producto almacenado, cada medidor deberá tener un diámetro nominal mínimo de 24 [pg] y deberá estar sellada herméticamente, el número de medidores dependerá del diámetro del tanque.



Capítulo 3

Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

3.7.2 Escalera en el techo

El interior de tanque se considera un espacio confinado de acceso restringido, pero deberá contar con una escalera para acceso al techo interno. El diseño de la escalera deberá contar con una guía para el recorrido del techo, con el propósito de que a cualquier altura la escalera conecte al techo con la parte superior.

3.7.3 Boquillas de inspección (registro de hombre)

Los registros de hombre tienen medidas estándar determinadas, aunque se permite el uso de diferentes tamaños y formas, (figura 3.8). Entre las características principales destacan los refuerzos, que debe tener el agujero roscado de $\frac{1}{4}$ para hacer la prueba de fuga en las soldaduras. Cada boquilla deberá localizarse en un eje horizontal. Las uniones o juntas se seleccionan de acuerdo con ciertas características como: el producto almacenado, la temperatura máxima de diseño y la resistencia al fuego. Las dimensiones de las juntas están en función de características de la placa como tamaño y tipo del metal.

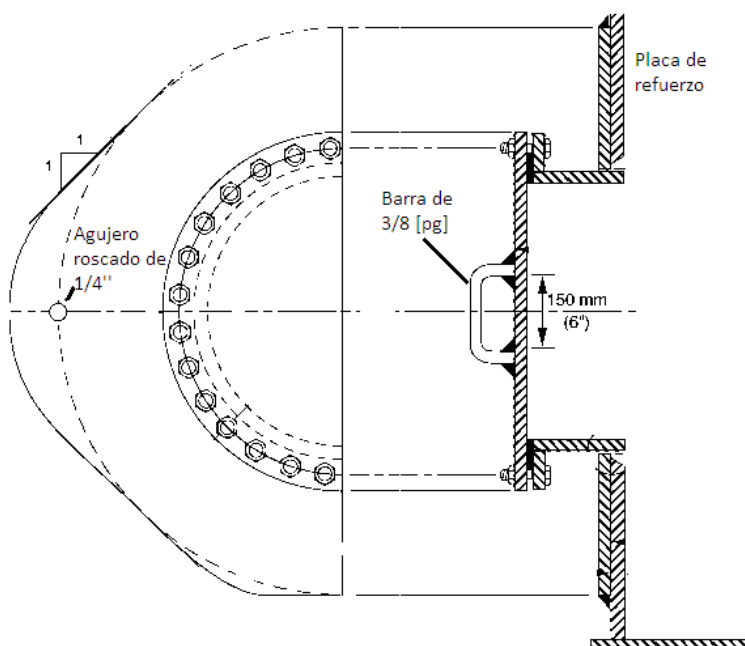


Figura 3.8 Registro de hombre



3.7.4 Boquillas en la envoltura

El objetivo principal de establecer boquillas en la envoltura, es con el fin de prevenir incendios, ya que son piezas fundamentales que dan pie a la instalación del equipo de protección contra incendio para tanques que almacenan petróleo o sus derivados. Se adaptan a la placa de la envoltura con un ángulo diferente de 90° en un plano horizontal, siempre y cuando el ancho de la placa de refuerzo (W) se incremente en tal cantidad, que la cuerda de la abertura en la placa de la envoltura D_p vaya aumentando conforme la abertura cambie de circular a elíptica. Existen diferentes tipos para las placas de refuerzo como simple, doble o especial, su uso dependerá de las condiciones del líquido en el tanque. El refuerzo adicional de las aberturas puede ser por medio de un parche de placa o un incremento en el espesor de la tapa, pero en cualquier caso se debe suministrar un área adicional de refuerzo no menor del 50% del área cortada para la abertura en la tapa. Las placas de refuerzo de las boquillas deben tener un orificio indicador de $\frac{1}{4}$ [pg] localizado sobre el eje horizontal y abierto a la atmósfera. Ver figura 3.9

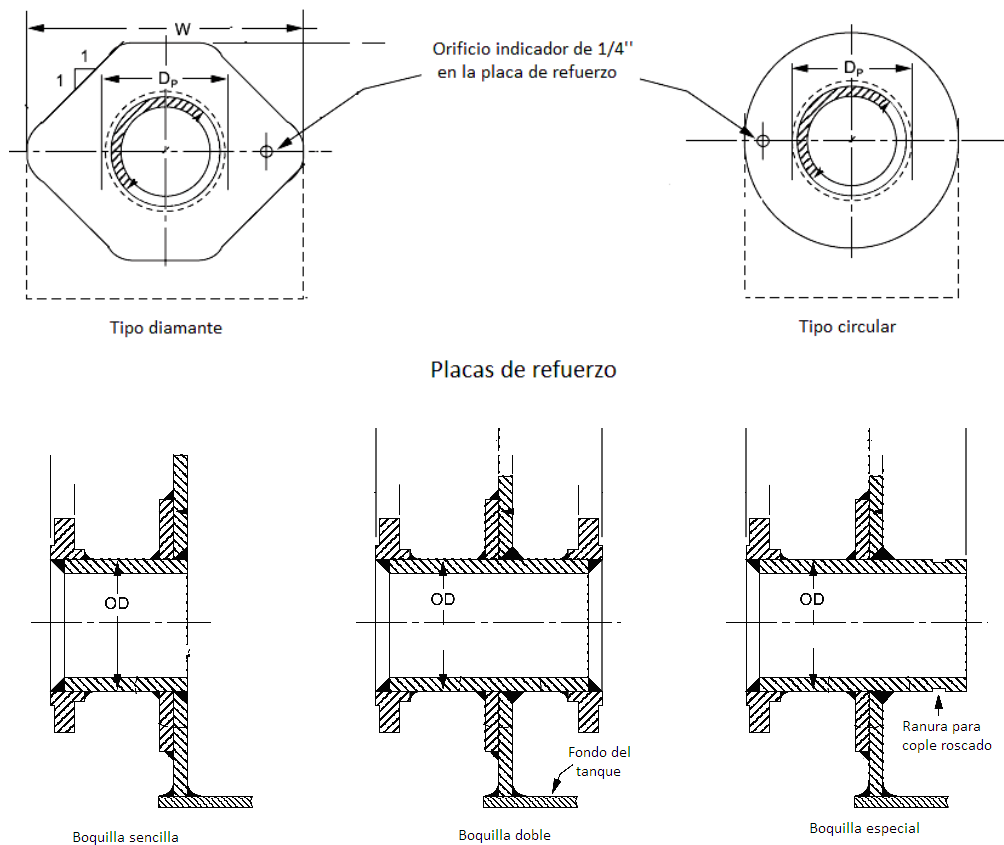


Figura 3.9 Placas de refuerzo y tipos de boquillas en la envoltura



3.7.5 Bocas de limpieza

Las boquillas para limpieza deben ubicarse en zonas adecuadas accesibles para la función que tendrán, además de tener acceso para retirar los materiales que por ellas circulen y no deben tener interferencias con tuberías de proceso.

Las aberturas pueden ser rectangulares y redondas en las esquinas superiores con un radio mínimo, igual a la mitad de la altura mayor del claro de la abertura.

La abertura reforzada debe ser completamente preensamblada y tratada térmicamente antes de que se instale en el tanque.

Los espesores de la envoltura de las placas reforzadas serán los mismos que el espesor de la abertura para limpieza.

Las dimensiones y los detalles de las aberturas de limpieza se obtienen considerando cargas hidrostáticas internas sin tomar en cuenta las cargas ejercidas por las tuberías externas.

3.7.6 Características de las conexiones de flujo en la envoltura

Las conexiones de flujo en la envoltura deben estar sujetas a las siguientes condiciones, (ver figura 3.10):

- a) Deberá soportar cargas como: de diseño interno, de presión, de viento, sísmicas, de modo que no afecten las uniones de fondo.
- b) La tensión que se genera en la cima de la abertura, no debe exceder $1/10$ las tensiones de diseño en la zona de la envoltura donde se encuentra la abertura.
- c) La longitud máxima, b , de la conexión de flujo en la envoltura, no excederá de 36 [pg].
- d) La altura máxima, h , de la abertura en la envoltura, no excederá de 12 [pg].
- e) El espesor mínimo, de la placa de transición en el fondo será de $1/2$ [pg]

soportes para tubería, soportes soldados en la envoltura para techos flotantes, conductos eléctricos, entre otros.

Los accesorios temporales son piezas que se han soldado a la envoltura y que serán removidos en cuanto el tanque comience a dar servicio, que comúnmente son: equipos de montaje, estabilizadores, entre otros.

3.7.8 Refuerzos estructurales

Se les conoce como refuerzos estructurales a los andadores, escaleras de acceso y plataformas, por mencionar los más importantes, cumplen con dos características, la primera es que son elementos de servicio y la segunda es que funcionan como refuerzos estructurales, cuyo fin, es situar al personal que así lo requiera en una zona del tanque que necesite de constante mantenimiento o supervisión, generalmente sobre el techo donde se localizan diversas boquillas, además de brindar protección y seguridad al personal. Se busca un diseño practico y funcional, respetando el espacio mínimo para los operadores y también para evitar el cruce de instrumentos o boquillas. También las escaleras deben tener un espacio entre peldaños adecuados para evitar esfuerzo innecesario, (Figura 3.11).

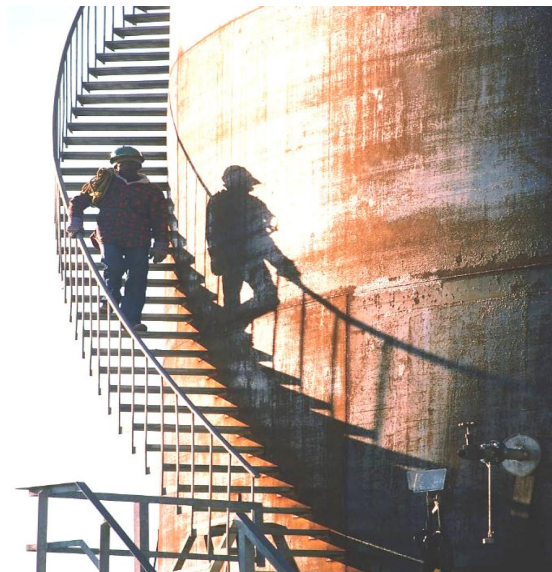


Figura 3.11 Escaleras en el exterior del tanque



3.7.9 Drenajes de fondo

Los drenajes de fondo se usan cuando no hay puertas o tapas de fondo, se utilizan cuando hay muchos sedimentos sólidos durante el proceso. Se diseña de tal manera que no rebase los 10° de inclinación en un plano vertical con respecto a la boquilla. Sirven para desalojar el agua de formación que se decanta en la parte inferior del tanque junto con los sedimentos en suspensión.

3.7.10 Puertas de inspección

Para el techo fijo deberá tener una abertura nominal de 24 [pg], para el caso del techo flotante provee la ventilación del tanque y el acceso al interior del mismo cuando se encuentra vacío, y también contará con 24 [pg] de abertura.

Algunas veces de acuerdo al criterio de fabricación, se puede tener orificios de inspección en el techo fijo que permita la revisión visual del sello y tendrá un espaciamiento de 75 [ft] a lo largo del tanque y en ningún caso habrá menos de cuatro compuertas igualmente espaciadas.

3.7.11 Refuerzos y soldaduras de aberturas y accesorios

Todas las conexiones, boquillas, registros de hombre o de limpieza, que requieran refuerzo deben soldarse con penetración completa a la envolvente. Excepto para las conexiones y aberturas a ras de fondo, todos los refuerzos deben estar dentro de una distancia vertical de la abertura en la placa de la envolvente del tanque.

Las partes del cuello y accesorios pueden considerarse como refuerzo cuando:

- La parte del cuello de la boquilla que se extiende hacia el exterior de la placa de la envoltura del tanque a una distancia de cuatro veces el espesor de la pared del cuello.
- La parte del cuello de la boquilla es colocada dentro del espesor de la envoltura del tanque.
- La parte del cuello de la boquilla hacia el interior del tanque tenga una distancia igual a cuatro veces el espesor del cuello.

Cuando dos o más aberturas están situadas de tal forma que sus refuerzos queden tan cercanos que la distancia entre los bordes de las soldaduras de filete se encuentran a ocho veces el tamaño de la soldadura de filete con un mínimo de 6 [pg], deben tratarse y reforzarse de acuerdo con el tamaño de la abertura, las aberturas más largas usarán una placa simple de refuerzo y para las pequeñas una placa normal de refuerzo.



En caso de que las placas que sirven como refuerzos para las aberturas o segmentos de las placas no están hechas en una sola pieza, deben tener un agujero roscado de $\frac{1}{4}$ [pg] de diámetro. Estos indicadores deben estar localizados en un eje central y deben abrir a la atmosfera.

3.8 Nivel del líquido, protección de sobrellenado y ranuras de desbordamiento

Se deberán instalar alarmas que indiquen cuando el líquido en el tanque llegue a un nivel normal o al nivel de sobrellenado según sea el caso, mismos que el fabricante determinará. El uso de ranuras de emergencia dependerá de criterios de diseño, pero en caso de implementarlo, es necesario que se encuentre una posición óptima para que no se provoque un daño al tanque, al techo o que se interrumpa la operación continua del techo flotante, y también deberán contar con una malla protectora de corrosión.

3.9 Cargas de viento y estabilidad de vuelco

Para el diseño de tanques considerando las fuerzas que ejerce el viento y la facilidad que tiene para voltear al techo, se debe considerar que la velocidad del viento para el diseño es de 190 [Km/h], a menos de que se especifique otra cosa, también es necesario tomar en cuenta la presión que el viento llega a ejercer, y para ello se tienen medidas de presión estándar como: para superficies cilíndricas se considera una presión de 18 [lb/pg²], para superficies verticales planas será de 30 [lb/pg²], y 15 [lb/pg²] para superficies cónicas y de doble curva. Además se deberá considerar si el tanque está anclado, por que de lo contrario se deberán considerar momentos de inercia para determinar la tensión que deberá tener el techo, ver figura 3.12.

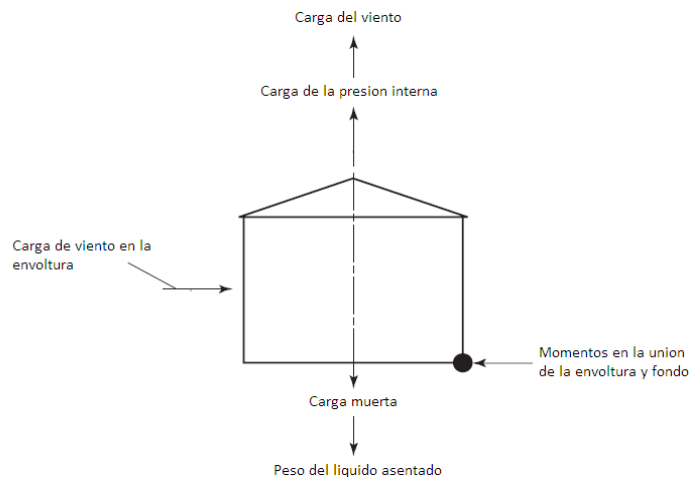


Figura 3.12 Cargas presentes en tanques no anclados



Para el caso de que el tanque esté anclado se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) La distancia entre cada anclaje no debe exceder de 10 [pies]
- b) El diámetro mínimo para los pernos usados en el anclaje es de 1 [pg]
- c) Se deberá evaluar el anclaje mediante técnicas que determinarán si la tensión que soportará el tanque será la adecuada.
- d) Las tensiones permitidas para pernos y uniones de anclaje deben considerar la presión de diseño, la presión de prueba, la presión de falla, la carga ejercida por el viento y por el movimiento sísmico.
- e) los pernos de anclaje estarán uniformemente apretados con ajuste perfecto y todas las correas de anclaje deberán estar soldadas, mientras que el tanque se llena con agua de prueba y una vez llenado se aplica presión en la superficie del agua.
- f) La fuerza de empotramiento del anclaje en la base deberá ser suficiente para producir una fuerza resultante mínima para el anclaje.
- g) La base deberá proveer un contrapeso para resistir las cargas mencionadas en el inciso d.

3.10 Vigas de viento intermedias y superiores

Todo tanque abierto, necesita de vigas de viento o también conocidos como anillos de refuerzo, para mantener la redondez del tanque que puede afectarse por la acción del viento. Estos se pueden ubicar en la cima o cerca de la cima del tanque y preferentemente en el exterior del mismo. Se pueden usar para tanques de techo flotante. Los anillos de refuerzo pueden ser secciones estructurales, secciones de placas, secciones construidas por soldadura o una combinación de estas, su forma puede ser circular o poligonal. (En la figura 3.13 se muestran los diferentes anillos de refuerzo).

El diseño de las vigas de viento está sujeto a ciertas restricciones como:

- a) El tamaño mínimo del ángulo será de $2\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{2} \times \frac{1}{4}$ [pg], el espesor nominal mínimo de cualquier elemento para refuerzo será de $\frac{1}{4}$ [pg].
- b) Cuando los anillos de refuerzo estén localizados a más de 2[pies] por debajo de la cima del tanque, se usarán ángulos de $2\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{2} \times \frac{3}{16}$ [pg] para anillos con $\frac{3}{16}$ [pg] de espesor, y ángulos de $3 \times 3 \times \frac{1}{4}$ [pg] para anillos con espesor mayor a $\frac{3}{16}$ [pg] o con perfiles estructurales con una sección equivalente.

La viga de viento superior se diseña considerando los siguientes factores: el diámetro nominal del tanque, peso de la envoltura del tanque y la velocidad de diseño del viento.

El diseño de la viga de viento intermedia considera factores como: la distancia vertical que hay entre las vigas de viento superior e inferior, el espesor del anillo de tope, el

Capítulo 3



Norma API 650 – Tanques soldados para almacenamiento de petróleo

diámetro nominal del tanque y la velocidad de diseño del viento que es la misma para la viga superior, con estos parámetros se determina si es necesario poner una viga intermedia o no.

Si la mitad de la altura de la envolvente modificada, excede la altura máxima de la envolvente sin reforzar, se debe usar un segundo refuerzo intermedio para reducir la altura de la envolvente sin reforzar a una altura menor que la máxima.

Para una estabilidad por arriba y debajo de la viga de viento intermedia, la viga debe localizarse a media altura de la envoltura.

Los anillos de refuerzo contra vientos no se deben fijar a la envolvente dentro de una distancia de 6 [pg], de las juntas horizontales, en caso de que el anillo de refuerzo esté dentro de ésta distancia, el anillo se debe colocar preferiblemente a 6 [pg] debajo de la junta cuidando la altura máxima de la envolvente sin reforzar, no se exceda.

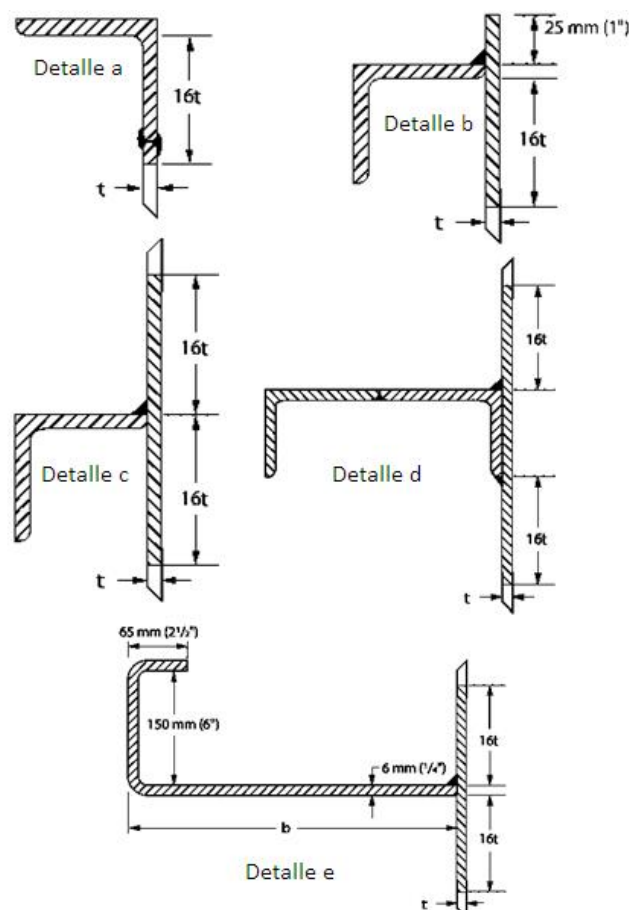


Figura 3.13 Vigas de viento típicas para tanques de almacenamiento



3.11 Levantamiento del tanque

Antes de colocarse el tanque en el sitio de operación, es necesario que el fabricante y el comprador pongan las condiciones a las cuales se iniciará el trabajo, esto implica que el fabricante deberá inspeccionar la zona en donde se trabajará para evitar desperfectos o fallas provocados por la superficie, además de mantener libre de materiales ajenos a los que están contemplados en ésta norma y evitar la presencia de material animal o vegetal, debido a que pueden afectar el perfil del tanque.

Se deben cuidar muchos detalles como la soldadura para el fondo, para la envoltura, para las uniones entre el fondo y la envoltura.

Otros factores importantes a tomar en cuenta son las inspecciones, las pruebas y las reparaciones hechas a los tanques una vez construidos y apunto de operar o durante la operación de estos.

3.12 Inspección, pruebas y reparaciones

Es importante mantener la calidad de construcción del tanque para conservar la integridad del mismo una vez que éste comience dar servicio, por eso, una vez que se ha terminado de soldar el fondo del tanque, el fondo y las partes soldadas deberán examinarse visualmente para encontrar defectos potenciales y fugas.

Las pruebas que se le realizan a la envoltura, fondo y techo son las pruebas: hidrostática y de vacío.

- *Prueba hidrostática.* Se toma en cuenta, en caso de tener un suministro de agua cercano, consiste en llenar el tanque de agua hasta el máximo nivel de diseño del líquido, en caso de que el techo sea fijo deberá llenarse hasta 2 [pg] sobre la soldadura del techo, para ser presurizado con aire a una presión de prueba igual a la de diseño en el espacio libre entre el espejo de agua y la tapa, la que será sostenida durante 15 [min], inmediatamente la presión se reducirá a la mitad, manteniéndola hasta que todas las juntas soldadas se revisen con jabonadura o aceite de linaza para detectar posibles fugas. Es necesario la supervisión constante mientras el agua llega al nivel descrito. Ésta prueba se llevará a cabo después de que la tubería externa sea conectada. En caso de que no haya agua suficiente para probar el tanque, podrán hacer pruebas con aceite de alta penetración, generando vacío, inyectando aire a presión o alguna combinación de las anteriores.
- *Prueba de vacío:* se desarrolla usando una caja de prueba de aproximadamente 6 [pg] por 30 [pg] de largo con una ventana en la parte superior la cual provee de visibilidad para observar el área a inspeccionar, la parte contraria se coloca en contacto con el área a estudiar, y es sellada mediante un empaque de neopreno o



de hule espuma, la soldadura es mojada con una solución jabonosa, al someterse al vacío la presencia de porosidad en la costura es indicada por burbujas, provocadas por aire succionado a través del cordón de la soldadura.

Durante la prueba debe haber una adecuada iluminación para la correcta evaluación e interpretación de la prueba, además de tener cuidado de cada elemento que compone la caja que inducirá al vacío, verificando la calidad de sus partes.

Cuando se encuentra algún desperfecto en el tanque se debe reparar lo antes posible, para cada problema se deberá actuar de manera específica, en caso de existir alguna perforación menor o porosidad en el fondo, ésta se podrá soldar para reparar la imperfección. Los defectos descubiertos después de haberse llenado el tanque se deberán reparar a un nivel de agua de al menos 1 [pie] por debajo del punto de interés, y si está muy cerca del fondo o en el fondo, la restauración deberá hacerse con el tanque vacío. Es importante que estas operaciones no se hagan cuando se contiene petróleo en el tanque, para ello es necesario esperar a que se desgasifique y se vacíe.

Para llevar a cabo la inspección de las soldaduras y en general de los procesos que se hacen para terminar el tanque se usan diferentes tipos de inspección como los métodos: de radiografía, partícula magnética, ultrasónico y examinación visual.

- *Método de la radiografía:* Se aplica en juntas, de envoltura y conexiones de limpieza de fondo, cuando están soldadas a tope, no se realiza para placas de techo, de fondo, la unión del fondo con la envoltura, soldaduras en bocas ni accesorios.

El método de radiografía consiste en aplicarse a cualquier placa cuyo espesor sea menor o igual a $3/8$ [pg] y se toma en cualquier punto de los primeros 10 [pies] de cada junta vertical, luego se toma una radiografía adicional por cada 100 [pies], (Figura 3.14).

En el caso de que el espesor de la placa se encuentre en un rango de $3/8$ a 1 [pg], se toman muestras los primeros 10 [pies] de cada junta vertical, solo que además las juntas verticales y horizontales se deben radiografiar con 3 [pg] de la soldadura vertical y con 2[pg] de la horizontal a cada lado de la intersección, (Figura 3.15).

Para el caso de que el espesor de las placas supere 1 [pg] se debe tomar una radiografía total a todas las juntas. Figura 3.16.

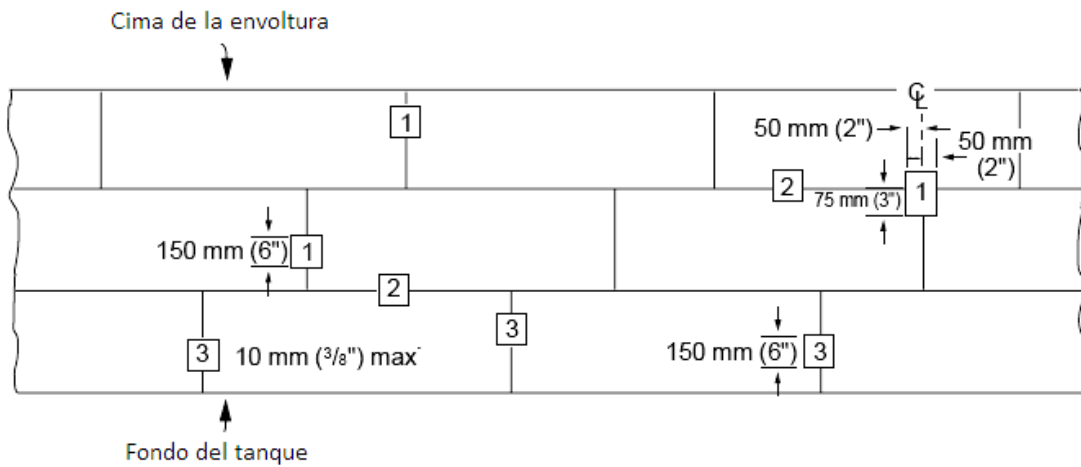


Figura 3.14 Radiografías para placas de espesor menor a 3/8 [pg]

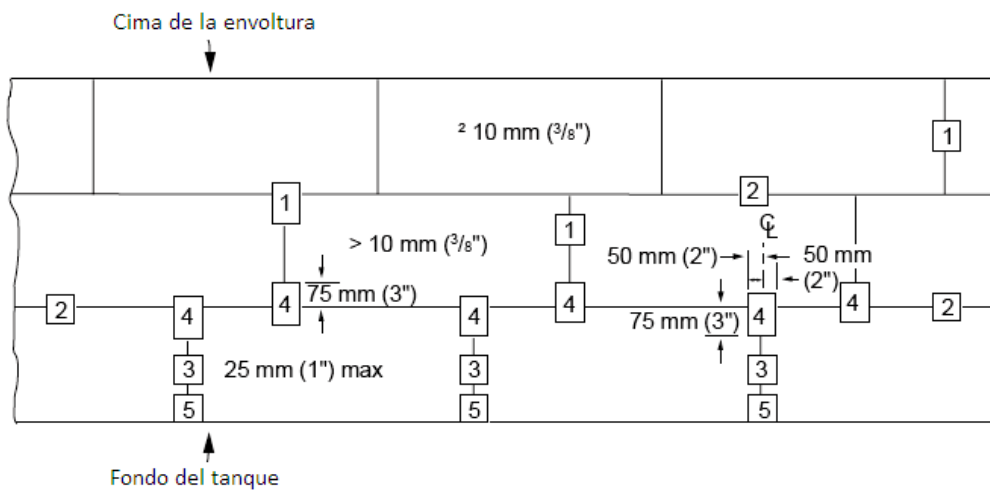


Figura 3.15 Radiografías para placas de espesor entre 3/8 [pg] y 1 [pg]

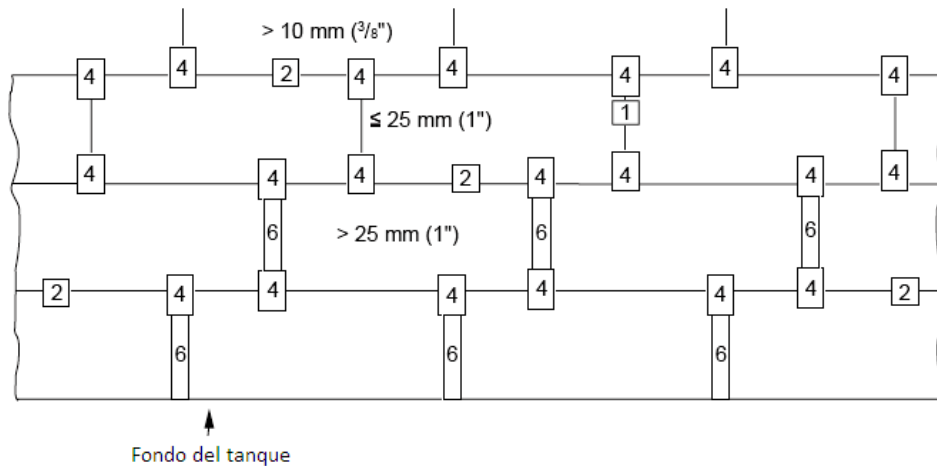


Figura 3.16 Radiografías para placas de espesor mayor a 1 [pg]

Notas

1. Muestra vertical a los primeros 10 [pies] y después cada 100 [pies]
2. Muestra horizontal a los primeros 10 [pies] y después cada 200 [pies]
3. Muestra vertical en la zona más baja de la envoltura (ver nota 1)
4. Muestra para todas las uniones de placas con espesor mayor de 3/8 [pg]
5. Muestra de uniones verticales en la zona más baja de envolturas mayores a 3/8 [pg]
6. Radiografía completa para cada unión vertical cuyo espesor de placa sea mayor a 1 [pg]

- *Partícula magnética:* Se realiza induciendo un campo magnético a la superficie a examinarse y se depositan partículas de hierro o en algunos casos un metal con color fluorescente, estos mostrarán una discontinuidad cuando deformen el campo magnético. Se aplican vía húmeda o seca y de manera superficial y subsuperficial. Figura 3.17
- *Examinación visual:* Es simplemente la inspección hecha mediante el ojo humano, con ella se obtiene un diagnostico rápido de la condición superficial del material que se está inspeccionando. Por ello es necesario que el personal encargado de hacer ésta prueba tenga el conocimiento sobre los materiales que está inspeccionando.

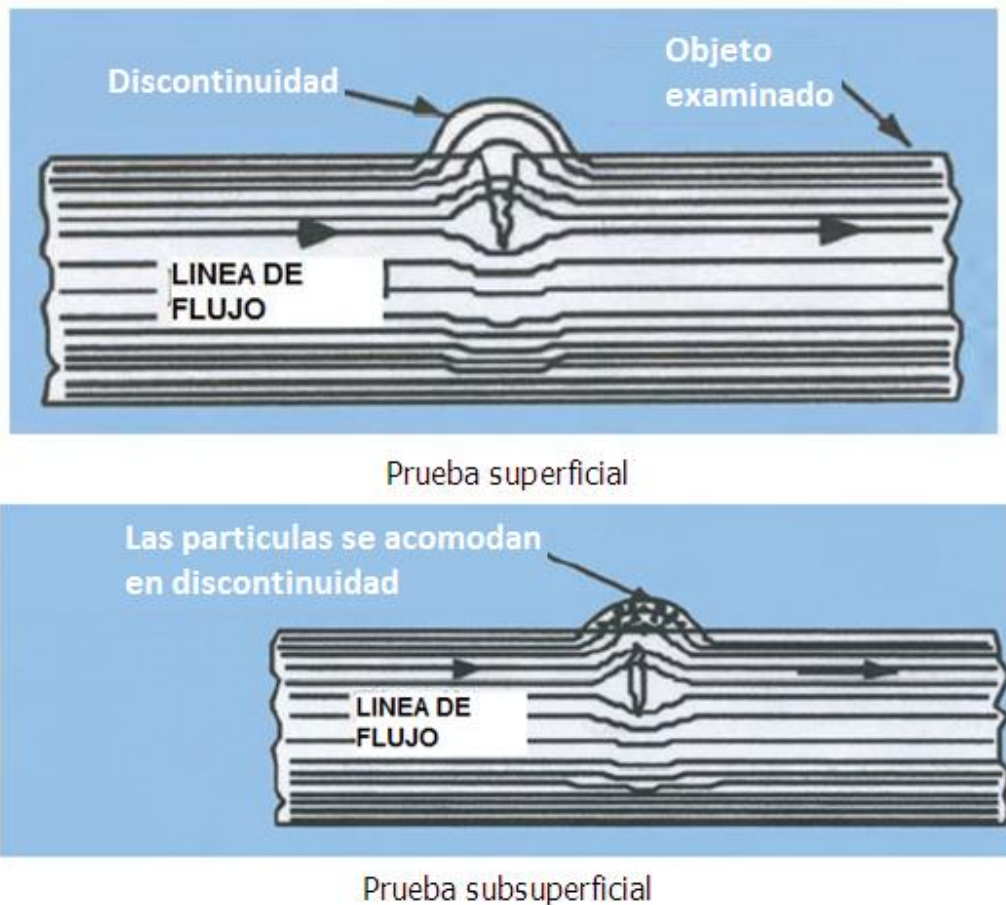


Figura 3.17 Prueba de la partícula magnética

- *Examinación ultrasónica:* Éste método se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través del material, con el fin de determinar algún tipo de discontinuidad como grietas, poros y laminaciones. Figura 3.19.

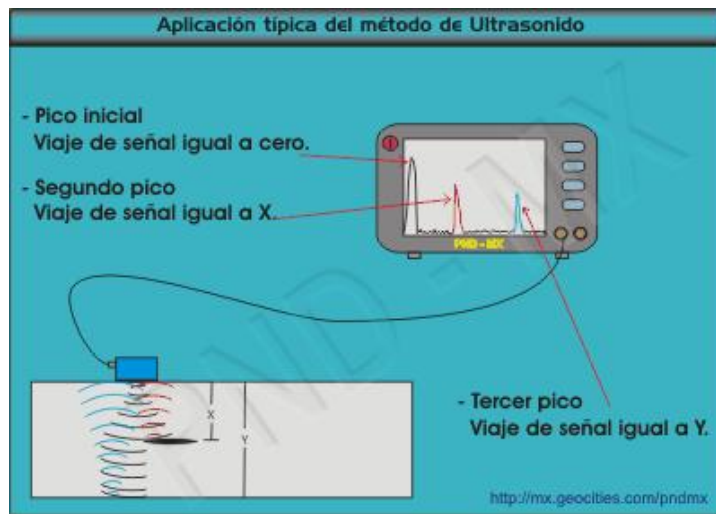


Figura 3.18 Prueba ultrasónica

- *Examinación por líquido penetrante:* Se basa en el principio de la capilaridad, y consiste en la aplicación de un líquido con buenas características de penetración en pequeñas aberturas, sobre la superficie limpia del material a inspeccionar. Cuando se ha llevado un tiempo suficiente para que el líquido haya penetrado en cualquier abertura, se aplica un material absorbente y aplicando un líquido llamado revelador mostrara la cantidad de líquido absorbido por la abertura, por lo tanto, en las áreas donde se observe la presencia del líquido penetrante después de la aplicación del líquido absorbente, serán áreas que contienen discontinuidades superficiales. Figura 3.20.

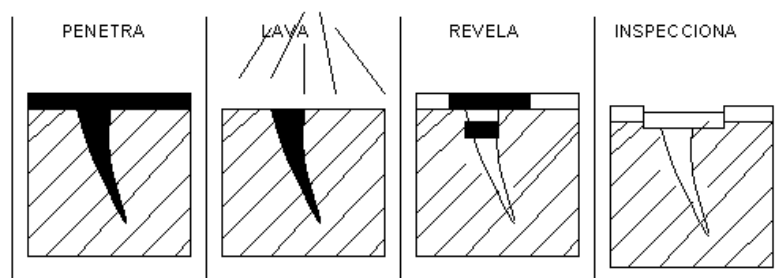


Figura 3.19 Prueba de líquido penetrante

Los defectos en las soldaduras se reparan retirando la soldadura por medio de la fundición y los remanentes son retirados con un cincel, y nuevamente se vuelve a soldar el área defectuosa, y nuevamente se someterán pruebas para corroborar su calidad.



3.13 Recomendaciones del subsuelo para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento

Debido a la gran variedad de superficies, subsuelos y condiciones climáticas, no es práctico establecer datos para diseño que cubran todas las situaciones. El tipo de suelo donde se construirá deberá ser escogido para cada caso de manera individual después de tomar en cuenta las características del suelo. Es necesario tomar en cuenta algunos escenarios donde se tendría que construir con consideraciones especiales para el subsuelo, como las siguientes:

- Cuando el terreno tenga una pendiente, será necesario rellenarlo para generar una superficie nivelada
- En sitios pantanosos donde el suelo sea fangoso o contenga material inestable, será necesario compactar el material suave y colocar pilotes
- El suelo puede presentar condiciones que después de cierto tiempo con la carga podría ceder y hundir el tanque, para ello se precarga el terreno y después se estabiliza
- Existe la posibilidad de tener sitios donde haya cauces de agua y esto no le da estabilidad lateral al terreno, pero se puede evitar haciendo lozas que le dan un factor de seguridad
- Sitios en donde hay construcciones adyacentes pesadas, que provoca que el suelo no sea tan resistente
- Lugares donde el tanque esté expuesto a inundaciones o movimientos sísmicos, provocando desplazamientos o inestabilidad en el tanque

3.14 Recomendaciones para conexiones debajo del fondo

Las siguientes recomendaciones se aplican a tanques de almacenamiento sin probabilidad de asentamiento. Como en diseños anteriores, no es posible establecer límites precisos, pero si el asentamiento excede $\frac{1}{2}$ [pg] las siguientes recomendaciones estarán sujetas a modificaciones o incluso se podrán omitir las mismas.

- Los arreglos y detalles de las conexiones del fondo pueden variar para lograr una estrechez y fuerza requeridas, para conservar las condiciones de cimentación.
- Los soportes de la tubería por la tierra y conexiones del fondo son evaluadas para confirmar la eficiencia y resistencia a las cargas estáticas y dinámicas del líquido.
- Las conexiones de fondo usadas en tanques de techo flotante deberán proveer de un desviador para evitar el choque de la corriente del producto de entrada directamente contra el techo flotante.



3.15 Bóveda de concreto y pared de la cimentación

La bóveda de concreto brinda un soporte al fondo y a la envoltura del tanque, además de proveer una barra de refuerzo uniforme alrededor de la pared de la cimentación, siempre y cuando se construya bajo las siguientes condiciones:

- Considerando: la ubicación del relleno en la bóveda, en el área entre la pared y la bóveda. También es necesario revisar la compactación del relleno para evitar un asentamiento considerable del tanque.
- Para ubicar las conexiones es necesario tomar en cuenta las características del suelo, las elevaciones entre el fondo y los cimientos o cuando sea el caso entre la bóveda.
- Para el diseño de pisos, techos, paredes de concreto y bóvedas deberá considerarse las condiciones locales del suelo.

3.16 La cimentación

- En el caso de que el tanque no tenga cimiento de concreto, se puede usar otro arreglo.
- La capacidad de la tierra y del relleno deberán evaluarse para asegurar un asentamiento uniforme.
- Cuando la tubería es conectada al fondo con cierto ángulo, deberá tomarse en cuenta el ángulo para el diseño de fuerzas desbalanceadas en el caso de que se recorte la tubería a ras del fondo.
- Con base en el tipo de las cargas sísmicas inducidas por debajo del fondo y la envoltura, se deberá seleccionar el tipo de relleno que estará alrededor y por encima de la tubería, así como la profundidad de colocación.

3.17 Requisitos adicionales para tanques que operan a temperaturas elevadas

Las siguientes condiciones se aplican a tanques que trabajan en un rango de 93[°C] a 260 [°C], como pueden ser los tanques de techo flotante, los cuales pueden rebasar los 93 [°C] con los siguientes requerimientos:

3.18 Efectos térmicos

- Las diferencias de temperatura entre el fondo y las partes más bajas de la envoltura pueden ser generadas por diferentes factores como el llenado del tanque, el calentamiento y el enfriamiento causado por el día y la noche y la circulación interna, esto crea la necesidad de implementar tubería flexible, juntas, vigas y placas con espesores que protejan la integridad del tanque.



- La soldadura deberá cambiar para permitir que el fondo pueda expandirse en respuesta al incremento de temperatura.
- Es necesario considerar un sistema adecuado de venteo en casos donde se almacene líquido que es propenso a solidificarse, porque para evitar dicho fenómeno, el fluido contenido en el tanque es calentado, pero además del crudo también las columnas, vigas y el techo reciben los efectos del calor, el venteo permite cuidar la temperatura y los gases que se generan.

3.19 Recomendaciones para tanques de almacenamiento en zonas sísmicas

El interés principal para estas recomendaciones está en la protección y prevención de un colapso catastrófico del tanque. Para ello se usan métodos que analizan las fuerzas laterales con modelos matemáticos lineales, partiendo de que el tanque tiene una pared rígida o del contenido del mismo.

Los tanques se clasificaran de acuerdo a su contenido en grupo I, II, III, llamados SUG por sus siglas en ingles, que están en función de factores como: la protección que ofrecen a los habitantes, la resistencia a terremotos, capacidad de almacenamiento en caso de siniestro, protección de vida aledaña, entre otros factores.

Los diseños incluyen la amplitud y la frecuencia de los movimientos de la tierra, de la envoltura, del fondo y del techo, los volúmenes almacenados que estarán expuestos al derrame.

El objetivo de los métodos es brindar estabilidad al tanque para prevenir volcaduras.



4.1 Norma NFPA – 11 Espumas de baja, media y alta expansión

Desde 1921 se han realizado actividades del comité de la NFPA, el Comité Sobre Riesgos de Fabricación y Riesgos Especiales preparó normas sobre espumas como parte de la Norma sobre Protección de riesgos de incendio, que después serían contempladas en el Comité sobre riesgos de Fabricación y en el Comité sobre Sistemas Especiales de Extinción, antes de que se organizara el comité actual, el cual establecería los fundamentos para la presente norma.

El alcance de ésta norma es cubrir el diseño, instalación, operación, prueba y mantenimiento de sistemas de espuma de baja, mediana y alta expansión para protección contra incendios.

4.1.2 Objetivo

Brindar al profesional una herramienta para el diseño, instalación, prueba, inspección, aprobación, listado, operación o mantenimiento de equipos fijos semi-fijos o portátiles de espuma de baja, mediana y alta expansión para extinción de incendios de riesgos interiores o exteriores.

4.1.3 Definiciones

Área de control. Un edificio o parte de él en donde se almacena o despacha, usando líquidos inflamables y combustibles en cantidades que no excedan la cantidad máxima permisible.

Área de incendio. Área de un edificio separada del resto de la edificación por construcción, que tiene una resistencia al fuego de al menos 1 hora y tiene todas las aberturas de comunicación apropiadamente protegidas.

Petróleo crudo. Mezclas de hidrocarburos que tienen un punto de inflamación inferior a 65.6 [°C] y que no han sido procesadas en una refinería.

Punto de combustión. La temperatura más baja a la cual un líquido se incendia y logra mantener la combustión sostenida cuando se expone a la prueba de llama.

Punto de inflamación. La temperatura mínima de un líquido a la cual se desprende suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire, cerca de la superficie del líquido o dentro del envase usado.

Gas licuado. Un gas, distinto de una solución, que se envasa bajo una carga de presión, que existe tanto en fase líquida como gaseosa a una temperatura de 20[°C].



Líquido inflamable. Cualquier líquido que tiene un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de 37.8 [°C].

Líquido inestable. Un líquido que en estado puro o como es comercialmente producido o transportado, se polimerizará vigorosamente, descompondrá y sufrirá reacción de condensación o se volverá auto-reactivo, bajo condiciones de choque, presión o temperatura.

Líquido miscible en agua. Un líquido que mezcla en todas las proporciones con agua sin el uso de aditivos químicos, tales como agentes emulsivos.

Líquido combustible. Líquido cuyo punto de inflamación es igual o mayor a 37.8 [°C]. Se clasifican en líquido combustible clase II, líquido combustible clase IIIA, líquido combustible clase IIIB.

- **Líquido combustible clase II.** Líquidos con punto de inflamación entre 37.8 [°C] a 140 [°C].
- **Líquido combustible clase IIIA.** Líquidos con punto de inflamación entre 60 [°C] a 93 [°C].
- **Líquido combustible clase IIIB.** Líquidos con punto de inflamación de más de 93[°C].

Contenido de alto riesgo de nivel 2. Contenido que presente riesgo de deflagración o riesgo de combustión acelerada. Líquidos de clase I, clase II o clase IIIA, que se usan o almacenan en contenedores o sistemas normalmente abiertos, o contenedores normalmente cerrados a presiones manométricas de 15 [Psi] o mayores.

Contenido de alto riesgo de nivel 3. Contenidos que sustentan rápidamente la combustión o que presentan riesgo físico.

Tipos de incendio

Clase A. Incendio de materiales comunes como madera, tela, papel, caucho y plásticos

Clase B. Incendio de líquidos inflamables, líquidos combustibles, grasas de petróleo, breas, aceites, pinturas a base de aceite, disolventes, lacas, alcoholes y gases inflamables

Clase C. Fuegos de gases, como: el gas natural, el hidrogeno, el propano o el butano. No es recomendable extinguirlos si no se puede cortar rápidamente la alimentación.



Capítulo 4

Norma NFPA – 11 y Norma NFPA – 30

Clase D. Son fuegos producidos por la combustión de ciertos metales en calidad de partículas o virutas como: aluminio, titanio, circonio, sodio, potasio, etc. A dicho tipo de incendio, no se le arroja agua, ya que se produce una reacción química que provoca explosiones con desprendimiento de esquirlas de material comprometido poniendo en riesgo la vida del personal actuante.

Líquidos inflamables. Cualquier líquido que tiene un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de 37.8 [°C] y la presión de vapor Reid que no exceda una presión absoluta de 40[psia] a 37.8 [°C], como se determina mediante el método usado en la norma ASTM D 323, Standard test method for vapor pressure of petroleum products (Reid method), (método normalizado de prueba para presión de vapor de productos del petróleo, método Reid). Los líquidos inflamables están clasificados en: Clase I, Clase IA, Clase IB y Clase IC de acuerdo con el punto de inflamación del líquido.

- **Clase I.** El punto de inflamación es menor de 37.8 [°C].
- **Clase IA.** El punto de inflamación menor de 22.8 [°C] y punto de ebullición menor de 37.8 [°C].
- **Clase IB.** tiene un punto de inflamación menor de 22.8 [°C] y punto de ebullición de 37.8 [°C] o mas.
- **Clase IC.** Tiene un punto de inflamación igual o mayor a 22.8 [°C] y punto de ebullición menor a 37.8 [°C].

Fluido intercambiador de calor (HTF). Líquido que se usa como medio para transferir energía térmica desde un calentador o vaporizador a un consumidor de calor remoto.

Espuma. Se la llama así al agregado de burbujas llenas de aire formadas de soluciones acuosas con densidad menor que los líquidos inflamables, que tiene la facilidad para cubrir superficies horizontales, mediante la formación de una capa cohesiva flotante sobre líquidos inflamables y combustibles y evita o extingue el incendio por exclusión de aire y enfriamiento del combustible, además de evitar la formación de vapores inflamables. Se puede suministrar a través de sistemas fijos de tubería o sistemas portátiles de generación de espuma. La espuma no se disgrega rápidamente y cuando se aplica al régimen adecuado, tiene la capacidad de extinguir el fuego progresivamente.

Tensión superficial. A nivel microscópico, una molécula en el interior de un líquido está sometida a fuerzas atractivas de cohesión (fuerzas de Van Der Waals) en todas las direcciones siendo la resultante de todas ellas una fuerza nula, pero si la molécula está situada en la superficie del líquido, ésta sometida a la acción de fuerzas de cohesión que no se anulan, teniendo como resultante una fuerza perpendicular a la superficie dirigida hacia el interior del líquido.



Por lo que las moléculas de la superficie tienen más energía que las moléculas interiores y tienden a irse al seno del líquido; por tal razón la superficie tiende a contraerse o reducirse formando una tensión en la superficie y ocupar el área más pequeña posible.

De aquí que es necesario consumir cierto trabajo para mover las moléculas hacia la superficie venciendo la resistencia de estas fuerzas.

Se define entonces cuantitativamente la tensión superficial como el trabajo que se realiza para llevar moléculas en número suficiente desde el interior del líquido hasta la superficie, para crear una nueva unidad de superficie. Debido a estas fuerzas la superficie tiende a contraerse y a ocupar el área más pequeña posible. Como en el caso de una gota libre, ésta tiende a adquirir una forma esférica, debido a dicho fenómeno. También, permite a una aguja cuidadosamente colocada o algunos insectos estar sobre el agua en agua, aunque la densidad de estos objetos sea mayor a la del agua. Por lo tanto la tensión superficial se define como la energía requerida para aumentar el área superficial de un líquido en una unidad de área.

El fenómeno mencionado, es muy importante en la generación de espuma, ya que si se tratara de crear una espuma con un solo líquido, se generaría una espuma inestable, para efectos de prevención de incendios, esto no sirve, por eso es necesario adicionar al agua un agente espumante, que combinados generen espuma, esto es posible, debido a que el agente disminuye la tensión superficial del agua, debido a que la película del agente se estira con el agua, la concentración del agente disminuye, haciendo que la tensión superficial de la película aumente, de ésta manera se estabiliza la espuma, así el agente puede reforzar partes débiles y evitar que se estiren más, dando como resultado una espuma de forma esférica y estable.

Características de una espuma efectiva

- **Velocidad de caída.** El tiempo requerido para que una manta de espuma se extienda sobre la superficie del combustible para lograr la extinción por completo.
- **Resistencia al calor.** La espuma debe resistir los efectos destructivos del calor radiado por vapores volátiles y combustibles de líquidos inflamables, de restos de metales calientes u otros objetos en el área.
- **Resistencia al combustible.** Una espuma eficaz tiene una tolerancia al combustible, para que la espuma no se sature de combustible y se quemé.
- **Supresión de vapor.** La manta de espuma debe ser capaz de suprimir los vapores volátiles y combustibles, para minimizar el riesgo de una reignición.



- **Tolerancia de alcohol.** Debido a la afinidad del alcohol con el agua, y porque una manta de espuma tiene una concentración mayor del 90% de agua, las mantas de espuma que no se protejan se destruirán.

Estabilidad de las espumas. Resistencia de la espuma para no sufrir daño por causas externas como el calor o reacciones químicas.

Expansión de la espuma. Se define como la proporción de volumen de espuma formada al volumen de solución generada. Por ejemplo, una expansión de 5:1 significa que por cada galón de solución se obtiene 5 galones de espuma.

Concentrado de espuma. Es un agente líquido espumante concentrado como se recibe del fabricante. Existen diferentes tipos de concentrados, dependiendo de las sustancias con las que está hecho o el tipo de incendio que puede apagar, entre los comunes se encuentran:

- **Concentrado de espuma resistente al alcohol (AR-AFFF).** El alcohol produce una espuma resistente combinada con estabilizadores sintéticos, agentes espumantes y químicos de fluor formando un aditivo y creando una membrana resistente, estas espumas se usan para incendios de materiales solubles en agua, y hay tres tipos generales.
 - El primero se basa en polímeros naturales solubles en agua con proteína o concentrados de Fluoproteína con materiales insolubles en alcohol, formando una barrera insoluble en la estructura de la burbuja.
 - El segundo tipo se basa en concentrados sintéticos y agentes gelidos alrededor de las burbujas de espuma formando una protección en la superficie de los productos almacenados solubles en agua.
 - El tercer tipo se basa en la combinación de ambos.
- **Concentrado de espuma formante de película acuosa (AFFF).** Se elabora con una base de surfactantes químicos de fluor y agentes espumantes sintéticos que crean una capa acuosa que actúa en la superficie del combustible almacenado suprimiendo los vapores combustibles y volátiles. Dichas espumas son eficaces en hidrocarburos combustibles como las kerosenas, diesel, o fluidos con tensiones superficiales altas, para fluidos con tensión superficial bajo, como; las gasolinas de alto octanaje, el concentrado no es eficiente.
- **Concentrado de espuma de fluoroproteína (FP).** Éste concentrado es formado con la suma de surfactantes químicos de fluor con espumas de proteína,



esto refuerza las propiedades de la espuma de proteína, aumentando la fluidez y extendiendo más rápido los incendios.

- **Concentrado de espuma de fluoroproteína formante de película (FFFP).** Son espumas formadas por la combinación química de surfactantes de fluor y agentes espumantes de proteína produciendo una capa de fluido acuoso para suprimir vapores combustibles. Dicho tipo de espuma utiliza una base de proteínas más aditivos estabilizadores e inhibidores para proteger contra la congelación, corrosión o descomposición bacterial de los productos almacenados.
- **Concentrados de espuma de mediana y alta expansión (espumas de detergente sintético).** Generalmente derivados de surfactantes de hidrocarburos, son una mezcla de agentes espumantes sintéticos y estabilizadores. Las de mediana expansión se usan para suprimir vapores volátiles y combustibles. Las espumas de alta expansión, se usan en instalaciones fijas para proporcionar una inundación total en la zona de riesgo.
- **Concentrado de Espuma de Proteína.** es producida por hidrólisis de materiales de proteína, más aditivos estabilizadores e inhibidores usados para condiciones de emergencia. Tienen alta resistencia al calor, buena estabilidad y un bajo costo. Sin embargo actúa de manera lenta para extinguir incendios.

Equipo para procesar vapores. Son los componentes de un sistema de proceso de vapores, diseñados para procesar los vapores o líquidos capturados durante las operaciones de transferencia o llenado.

Sistema de proceso de vapores. Un sistema diseñado para procesar y capturar vapores desplazados durante operaciones de transferencia o llenado por uso de medios mecánicos y químicos.

Sistema de recuperación de vapor. Un sistema diseñado para capturar y retener, vapores desplazados durante operaciones de transferencia o llenado, sin llevarse a cabo un proceso específico.

A prueba de vapores. La capacidad de un recinto o dispositivo, para evitar la liberación accidental de vapor inflamable a temperaturas y rangos normales de operación.

Conector flexible. Una unión de conexión en el sistema de tubería que permite el movimiento diferencial del sistema de tubería y limita la fatiga y daño mecánico.



4.1.4 Tipos de salidas de descarga

Dispositivo de descarga. Instrumento diseñado para descargar una solución de espuma o agua en patrones fijos o predeterminados. Un ejemplo de estos dispositivos son: rociadores, aspersores y boquillas de mangueras. Existen dos tipos de estos mecanismos, clasificados por la manera de operar: dispositivos de descarga por aspiración de aire, diseñados para aspirar y mezclar aire en la solución de espuma para generar espuma y dispositivos de descarga sin aspiración de aire, que están diseñados para proveer un patrón específico de descarga de agua.

Generadores de espuma. Son mecanismos donde sale la espuma que se vierte a la superficie del líquido, pueden ser fijos o portátiles, hay dos tipos de generadores de espuma, que son: tipo aspirador y tipo ventilador impelente, el primero se caracteriza por que los chorros de solución de espuma aspiran ciertas cantidades de aire que después se arrastran sobre las mallas o filtros para producir espuma, además de ser fijos o portátiles (figura 4.1 a). Los de tipo ventilador impelente, la solución de espuma se descarga en forma de rocío sobre filtros o mallas a través de los cuales pasa una corriente de aire producida por un ventilador o soplador. Puede ser propulsado por motores eléctricos, motores de combustión interna o motores hidráulicos. Figura 4.1 (b)

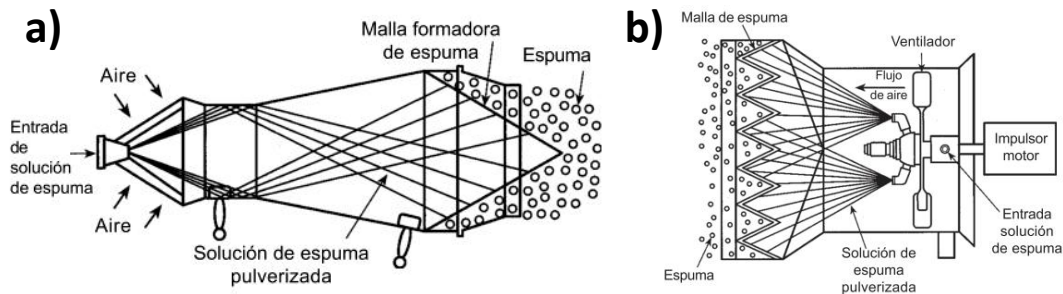


Figura 4.1 Generadores de espuma. a) Tipo aspirador, b) Tipo ventilador

4.1.5 Métodos de generación de espuma

- **Monitor fijo o cañón.** Tiene la facilidad de recibir solución a través de tuberías o mangueras permanentes y distribuir de diferentes maneras el agua que recibe, (figura 4.2).

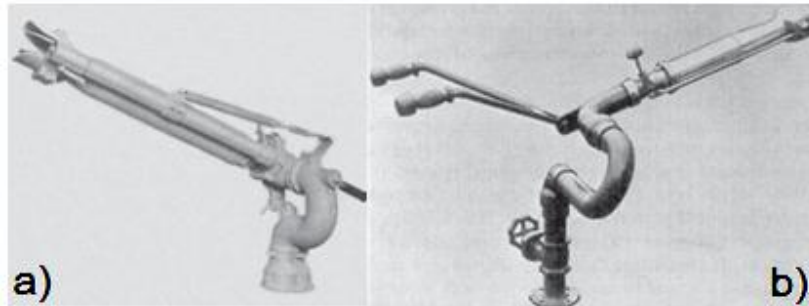


Figura 4.2 Monitor fijo de espuma, a) Agua ajustable a configuración de abanico o chorro directo. b) Agua ajustable de chorro directo a rocío o niebla

- **Boquilla de espuma o generador de espuma.** Están contruidos de manera que uno o varios chorros de solución de espuma salgan al espacio con acceso libre al aire. Parte de la energía del líquido, se usa para aspirar aire en el chorro, lo que reduce la turbulencia y crea una espuma estable que se puede dirigir hacia el riesgo que se protege. Figura 4.3.

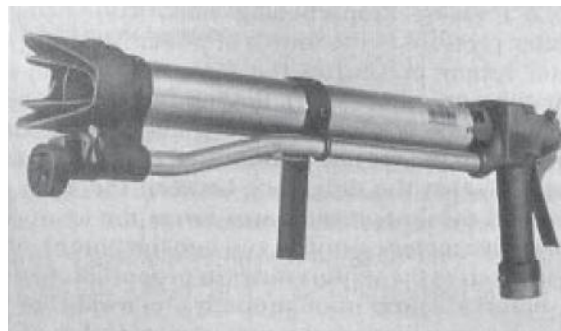


Figura 4.3 Boquilla de espuma y manguera

- **Monitor portátil.** funciona de la misma manera que el motor fijo, la diferencia radica en que tiene la facilidad de transportarse. Figura 4.4

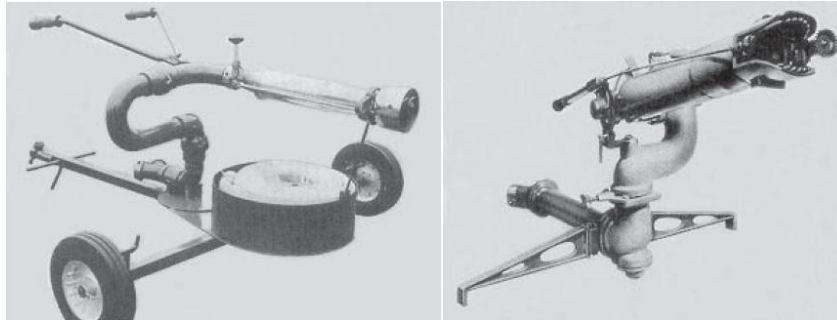


Figura 4.4 Monitor portátil de espuma

- **Generador de espuma a presión alta.** En éste sistema se conserva suficiente energía de velocidad para que la espuma producida pueda ser conducida a través de la tubería o mangueras hacia el riesgo que se protege.
- **Cámara de espuma.** Método que consiste en la instalación de una o más cámaras de espuma instaladas en la cima de la envoltura del tanque justo debajo de la unión del techo y la envoltura sobre el nivel del producto. Las cámaras están diseñadas para producir una espuma airada que pasa a través de una serie de dispositivos de agitación mecánica diseñados para aumentar la expansión de la espuma y depositarla directamente en la superficie del líquido almacenado. Las cámaras se ajustan con un sello de vapor localizado en la parte superior de la tubería de descarga que está conectada al tanque de almacenamiento. La cámara de espuma tiene un deflector que se localiza dentro de la envoltura del tanque, su función es la de desviar la descarga contra la envoltura produciendo una dispersión de espuma suave en la superficie del combustible, reduciendo la cantidad de sumersión. (Figura 4.5)



Figura 4.5 Cámara de espuma



- Mangueras.

La selección adecuada de cada sistema es un factor muy importante en el diseño de la generación de espuma, por lo que es necesario tomar en cuenta parámetros como: posibles obstrucciones, condiciones del viento, y el alcance efectivo de la boquilla de espuma. Deben estar localizados de modo que se aplique espuma a toda el área en peligro al régimen de aplicación requerido.

4.1.6 Inyección de espuma

Es la manera en como se vierte la espuma en el líquido contenido en el recipiente, la manera de inyectar la espuma se lleva a cabo, de modo semi-subsuperficial y subsuperficial, la primera vierte la espuma en la superficie del líquido dentro de un tanque de almacenamiento desde una manguera flotante que se eleva mediante un recipiente entubado cerca del fondo del tanque. La segunda permite descargar la espuma dentro de un tanque de almacenamiento desde una salida cercana al fondo del tanque, la implementación del sistema se recomienda para tanques de techo fijo, ya que en tanques de techo flotante y de membrana interna, el techo flotante impide la distribución de la espuma, (figura 4.6). La manera de suministrar la espuma al tanque, permite que se tenga una probabilidad menor de ruptura del equipo generador de espuma como resultado de una explosión inicial del tanque o la presencia de un incendio alrededor del tanque, además de la capacidad de conducir las operaciones a distancia segura del tanque. Esto permite que aumente la capacidad de establecer y mantener un régimen adecuado de aplicación de espuma. Los hidrocarburos líquidos que contienen productos destructores de espuma podrían requerir regímenes de aplicación más altos, para evitar falla en la concentración de espuma.

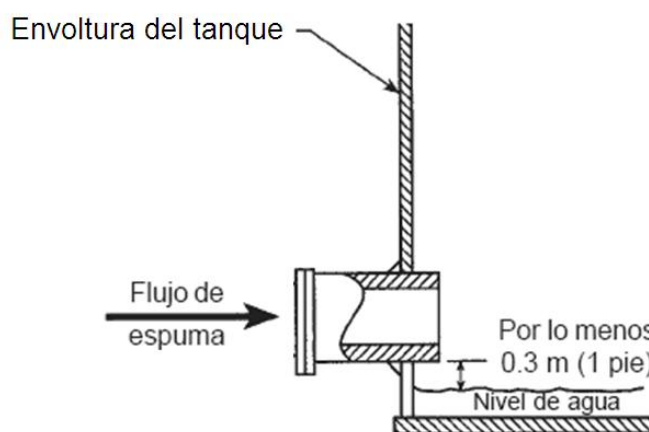


Figura 4.6 Inyección subsuperficial de espuma



4.1.7 Sistemas de espuma

El sistema de espuma consiste en un suministro de agua, un suministro de concentrado de espuma, equipo de dosificación, sistemas de tuberías, generadores de espuma y dispositivos de descarga diseñados para distribuir la espuma eficientemente sobre el riesgo. El sistema puede incluir dispositivos de detección. Es recomendable instalar suministros adicionales de agua para el enfriamiento de la envoltura del tanque, por que algunas espumas son susceptibles a la temperatura, lo que provoca que fallen al sellar causado por el calentamiento de la envoltura, siendo así que se reduzca la eficiencia de la espuma.

Se debe monitorear el nivel del concentrado en el tanque para asegurarse de que halla suficiente suministro disponible en todo momento, así como también la temperatura para garantizar que no excedan los límites estipulados.

Estos sistemas se usan para protección de procesos y tanques de almacenamiento a intemperie. Incluyen la protección de riesgos en patios de tanques, refinerías de petróleo y plantas químicas. Los sistemas generalmente están diseñados para operación manual, pero pueden ser automatizados parcial o totalmente.

Los tipos de sistemas de espuma son:

- **Sistema Fijo.** Instalación completa en la cual se conduce la espuma a través de tuberías desde la estación central de espuma, descargando en salidas fijas sobre el riesgo que se va a proteger con bombas instaladas permanentemente donde se requieren.
- **Sistema Móvil.** Cualquier tipo de aparato productor de espuma que esté montado sobre ruedas y de propulsión autónoma o remolcado por un vehículo que pueda conectarse a un suministro de agua o pueda utilizar una solución premezclada de espuma.
- **Sistema Portátil.** Equipo productor de espuma, materiales, mangueras, etc., que se transportan a mano.
- **Sistema Semifijo.** En la tubería fija se puede o no hallar un generador de espuma. Los materiales necesarios para la producción de espuma se transportan al sitio después de iniciarse el incendio y se conectan a la tubería.



4.1.8 Tipos de componentes y tipos de sistemas

4.1.8.1 Suministros de agua

La calidad en el agua resulta ser un factor muy importante para la formación o estabilidad de la espuma, por ello el uso de agua ya sea salada, dulce u otra característica en ella, debe tener cierta calidad para no afectar las propiedades de la espuma.

Para el suministro de agua, se manejan principios que son fundamentales para que el sistema tenga un óptimo funcionamiento, que son: la presión, la temperatura, el diseño de la instalación y el almacenamiento. Se debe cuidar la presión disponible a la entrada del sistema de espuma, la presión de flujo estipulada debe ser por lo menos la presión mínima para la cual está diseñado el sistema. La temperatura debe estar en un rango de 4 [°C] a 37.8 [°C], para obtener una producción óptima de espuma. Su diseño consiste en escoger el tipo de instalaciones que se emplean con el fin de que el agua tenga la calidad deseada, mediante el empleo de filtros para evitar que algún sólido pueda obstruir las aberturas o dañar el equipo. Es necesario considerar el clima del lugar para proteger el líquido almacenado.

4.1.8.2 Bombas de concentrado de espuma

Las bombas deben tener la capacidad adecuada para cumplir la demanda máxima del sistema. Para asegurar la inyección positiva de los concentrados, los regímenes de presión de descarga de las bombas a la capacidad nominal de descarga, deben ser mayores que la presión máxima de agua disponible en cualquier condición en el punto de inyección de la concentración.

4.1.8.3 Tuberías y otros elementos

Las tuberías en el área de riesgo deben ser de acero u otra aleación clasificadas para la presión y temperatura involucradas, deben hacerse bajo las normas ASTM, se debe permitir el uso de tuberías livianas en áreas donde es improbable la explosión a incendios.

Para la selección del espesor de la tubería se consideran factores como: la presión interna, corrosión interna y externa, así como los requisitos de flexión mecánica.

Las tuberías para espumas deben construirse con material compatible con el concentrado para que éste no las dañe.

Los accesorios deben estar bajo las normas establecidas, además de no tener un peso menor al peso normativo.

Se debe proveer filtros cuando hay presencia de sólidos de un tamaño suficiente que pueda obstruir aberturas o dañar el equipo.



4.1.8.4 Operación y control de los sistemas

- **Activación automática.** Se lleva a cabo mediante equipos de detección automática que pueden ser neumáticos, hidráulicos o eléctricos, deben tener instalado supervisión dispuesta de tal manera que la falla del equipo o pérdida de presión del aire de supervisión o pérdida de energía eléctrica produzca la notificación positiva de la condición anormal, el sistema de detección debe activar una alarma local y otra en un lugar atendido permanentemente. Es necesario usar una fuente confiable de energía.
- **Activación manual.** Los controles operados manualmente deben estar situados en un lugar retirado de la zona de riesgo para permitir su operación en una emergencia, pero suficientemente cerca para asegurar que el operador se entere de la presencia de incendio.

4.1.9 Equipos

Los dispositivos de operación deben soportar factores ambientales como altas o bajas temperaturas, humedad, contaminación atmosférica o condiciones marítimas, que pudieran activar de manera accidental los instrumentos de operación, por ello deben diseñarse para las condiciones de servicio a las que estarán sometidos.

4.1.10 Diseño de sistemas de baja expansión.

El contenido de los tanques de almacenamiento suelen ser líquidos inflamables, esto representa un peligro para el tanque, un recurso de prevención es la espuma de baja expansión, que protege partes del tanque en donde el riesgo de incendio es mayor, y evita que se incremente el problema en caso de incendio. El diseño del sistema se apega al tipo de tanque al cual se le añadirá el mecanismo de baja expansión.

4.1.11 Tanques de techo fijo

En el caso de estos tanques, se usan los siguientes métodos de protección: monitores y mangueras de espuma, aplicación superficial con salidas fijas de descarga de espuma, aplicación subsuperficial, y métodos de inyección semi-subsuperficial, también se le puede instalar protección suplementaria como equipos de chorros de manguera de espuma.

Cuando el techo fijo tiene un diámetro mayor de 18 [m], las boquillas monitoras no se consideran como el medio principal de protección de éste tanque, tampoco las mangueras de espuma actuarán como medio principal en tanques de más de 9 [m] de diámetro o más de 6 [m] de altura.



Tomando en cuenta el potencial de pérdidas de espuma provocadas por el viento y otros factores como el tipo de hidrocarburo en el tanque, se fijan tiempos mínimos de descarga y gastos de aplicación de la espuma. (Tabla 4.1).

Al emplear boquillas monitoras y de manguera para proteger tanques que contienen líquidos inflamables y combustibles que requieren espumas resistentes al alcohol, el tiempo debe ser de 65 [min] a menos de que se especifique otra medida.

Tipo de hidrocarburo	Tiempo mínimo de descarga [min]	Tasa mínima de aplicación [L/min*m ²]
Punto de inflamación entre 37.8 y 60 [°C]	30	4.1
Punto de inflamación menor de 37.8[°C] o líquidos calentados por encima de su punto de inflamación	55	4.1
Petróleo crudo	55	4.1

Tabla 4.1 Tiempos mínimos de descarga y regímenes de aplicación para aplicación subsuperficial sobre tanques de techo fijo

4.1.11.1 Salidas fijas de descarga de espuma

En el tanque de techo fijo, es necesario que las salidas de descarga estén conectadas al tanque, para protección del líquido inflamable contenido en el mismo. Se le pueden instalar dos o mas salidas, pero estas deberán estar espaciadas igualmente alrededor del tanque (tabla 4.2), además de contar con un diámetro para descargar la espuma a un gasto similar en cada una de las salidas, estas se instalan en el tope del casco y están conectadas para evitar la posibilidad de que el contenido del tanque se derrame dentro de las líneas de espuma. Las salidas se colocan a una posición tal que el desplazamiento del techo no les cause daño, contando con un sello de fácil rompimiento de baja presión para evitar la entrada de vapores en las salidas y en las tuberías fijas.

Diámetro del tanque [m]	Número mínimo de salidas de descarga
Hasta 24	1
Mas de 24 a36	2
Mas de 36 a 42	3
Mas de 42 a 48	4
Mas de 48 a 54	5
Mas de 54 a 60	6

Tabla 4.2 Número de salidas fijas de descarga en tanques de techo fijo



Cuando se usan salidas fijas en éste tipo de tanques los tiempos mínimos de descarga y tasas de aplicación deben ser de acuerdo con la tabla 4.3.

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima de aplicación [L/min*m ²]	Tiempo mínimo de descarga [min]	
		Salida de descarga Espuma tipo I	Salida de descarga Espuma tipo II
Punto de inflamación entre 37.8 y 60 [°C]	4.1	20	30
Punto de inflamación menor de 37.8 [°C] o líquidos calentados por encima de sus puntos de inflamación	4.1	30	55
Petróleo crudo	4.1	30	55

Tabla 4.3 Tiempos mínimos de descarga y régimen de aplicación para salidas fijas de descarga de espumas en tanques de techo fijo

4.1.11.2 Aplicación subsuperficial

Para la aplicación subsuperficial, no se podrá usar para la protección de hidrocarburos líquidos clase I o para alcoholes, acetonas, aldehídos, u otros productos que requieren el uso de espumas resistentes al alcohol. Las salidas de descarga de espuma deben tener un diámetro adecuado para que no sobrepasen la presión de descarga del generador de espuma y los límites de velocidad de la espuma que en caso de ser para líquidos clase IB será de 3 [m/seg], para otras clases de líquidos deberá ser hasta 6 [m/seg], a menos que por medio de pruebas se alcance una velocidad diferente que sea satisfactoria. En caso de requerirse de dos o más salidas, estas deberán localizarse de manera que el desplazamiento de la espuma no sea mayor de 30 [m].

Para que la distribución de la espuma sea uniforme; las salidas son conectadas al casco o alimentadas a través de un tubo múltiple dentro del tanque. Se debe proveer en el tanque; orificios de descarga subsuperficial de espuma (tabla 4.4).

La elevación de las salidas de espuma será de por lo menos 0.3 [m] por encima del nivel del agua más alto para evitar la destrucción de espuma cuando se descarga en un fondo de agua.



Diámetro del tanque [m]	Número mínimo de salidas de descarga	
	Punto de inflamación por debajo de 37.8 [°C]	Punto de inflamación a 37.8 [°C] o mayor
Hasta 24	1	1
Mas de 24 a 36	2	1
Mas de 36 a 42	3	2
Mas de 42 a 48	4	2
Mas de 48 a 54	5	2
Mas de 54 a 60	6	3
Mayor de 60	6	3
	Mas una salida por cada 465 [m ²] adicionales	Mas una salida por cada 697 [m ²] adicionales

Tabla 4.4 Número mínimo de salidas de descarga de espuma subsuperficial para tanques de techo fijo.

4.1.12 Tanques de techo flotante

A diferencia de los techos fijos, en estos tanques, la inyección superficial y la semi-subsuperficial no son usados para la protección porque es posible que exista una distribución impropia de la espuma sobre la superficie del combustible. Se usan los siguientes métodos para protección de incendios al área de cierre: salidas de descargas fijas, líneas de manguera de espuma y monitores de espuma.

4.1.12.1 Diseño de salidas fijas de descarga

La aplicación de espuma desde las salidas fijas de descarga (figura 4.7), se hace por medio de dos métodos que están en función del como se vierte la espuma, ya sea por encima del sello, (figura 4.8), encima del protector metálico de intemperie (figura 4.9) o por encima del sello secundario de metal (figura 4.10), los parámetros de diseño se encuentran en la tabla 4.5, o se hace por debajo del cierre de la zapata mecánica que llega directamente al líquido inflamable (figura 4.11), se debe instalar un dique de espuma si se usa un cierre de tubo y cuando esté a menos de 152 [mm] por debajo del tope del pontón (figura 4.12) y deberá diseñarse bajo los parámetros de la tabla 4.6. El dique de espuma debe ser circular y construido de lamina de acero por lo menos del calibre No. 10, 3.4 [mm], puede estar soldado o asegurado de otra manera al techo flotante, además de estar diseñado para retener la espuma en el área del cierre, a una profundidad que cubra el área de cierre hasta el punto de rotura del cierre, mientras se hace correr lateralmente la espuma, la altura del dique es de por lo menos de 51 [mm]

Capítulo 4



Norma NFPA – 11 y Norma NFPA – 30

por encima de un sello secundario de metal, además de ubicarse a una distancia de entre 0.3 a 0.6 [m] de la envoltura, el fondo del dique de espuma debe estar inclinado y se debe evitar el exceso de aberturas del drenaje del dique para prevenir la pérdida de espuma a través de las ranuras del drenaje, en la figura 4.13 se muestra un dique típico.

Hay dos disposiciones aceptables para colocar las salidas, la primera es montarlas sobre el tope de la coraza del tanque, y la segunda es ponerlas sobre la periferia del techo flotante.

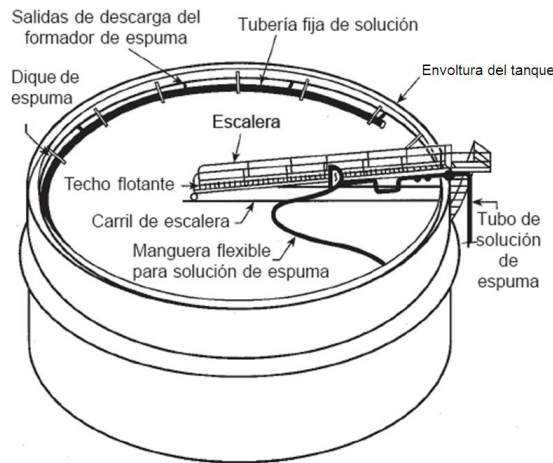


Figura 4.7 Salidas fijas de descarga de espuma montadas en la periferia del techo flotante

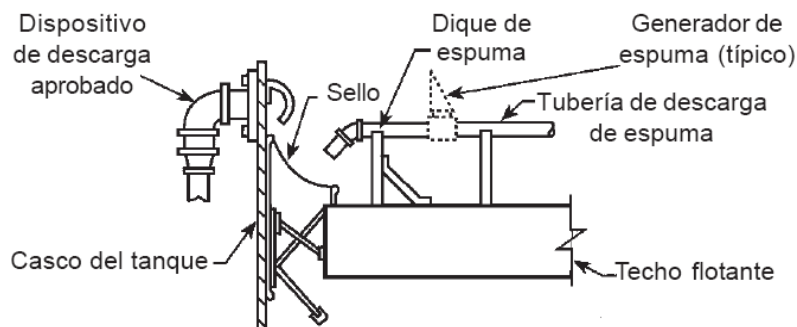


Figura 4.8 Descarga de espuma por encima del sello de zapata mecánica

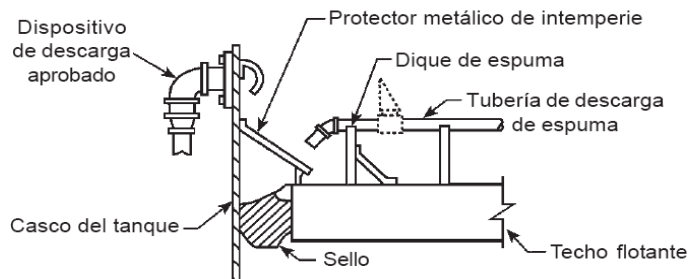


Figura 4.9 Descarga de espuma por encima del protector metálico de intemperie

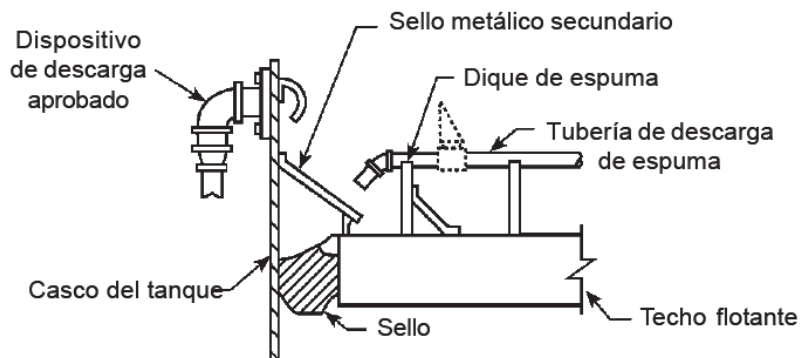


Figura 4.10 Descarga de espuma por encima del sello de metal secundario

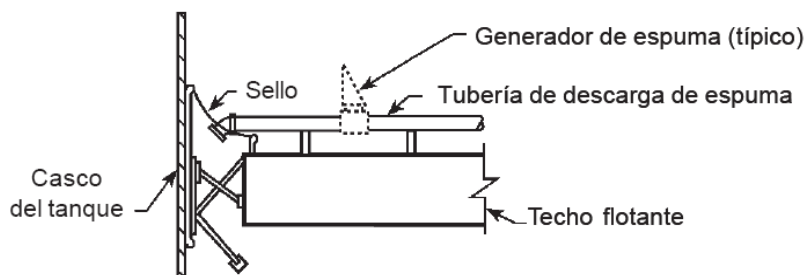


Figura 4.11 Descarga de espuma por debajo de la zapata mecánica, sin dique de espuma

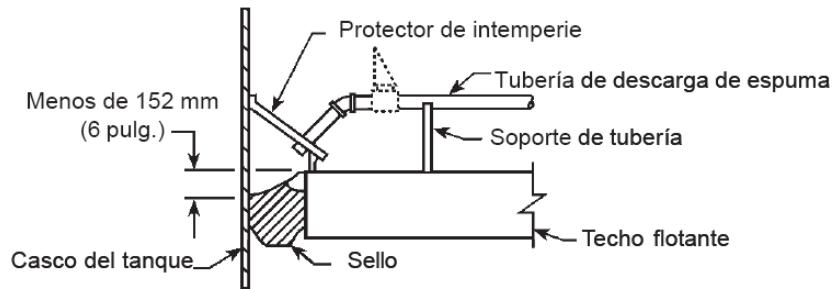


Figura 4.12 Descarga de espuma debajo del protector metálico de intemperie

Tipo de cierre	Régimen mínimo de aplicación [L/min*m2]	Tiempo mínimo de descarga [min]	Espacio máximo entre salidas de descarga con	
			Dique de espuma de 305[mm], [m]	Dique de espuma de 610[mm], [m]
Sello de zapata mecánico	12.22	20	12.2	24.4
Sello de tubo con protector mecánico de intemperie	12.22	20	12.2	24.4
Sello secundario total o parcialmente combustible	12.22	20	12.2	24.4
Sello secundario todo metálico	12.22	20	12.2	24.4

Tabla 4.5 Protección de descarga fija de espuma encima del sello para tanques de techo flotantes



Tipo de cierre	Régimen mínimo de aplicación [L/min*m2]	Tiempo mínimo de descarga [min]	Espacios máximos entre (salidas) de descarga
Sello de zapata mecánica	12.22	20	30 [m] no requiere de dique de espuma
Sello de tubo con mas de 152 [mm] entre el tope del tubo y el tope del pontón	12.22	20	18 [m] no requiere de dique de espuma
Sello de tubo con menos de 152 [mm] entre el tope del tubo y el tope del pontón	12.22	20	18 [m] requiere de dique de espuma
Cierre de tubo con descarga de espuma por debajo del sello secundario metálico	12.22	20	18 [m] no requiere de dique de espuma

Tabla 4.6 Protección de descarga fija de espuma por debajo del sello para tanques de techo flotante

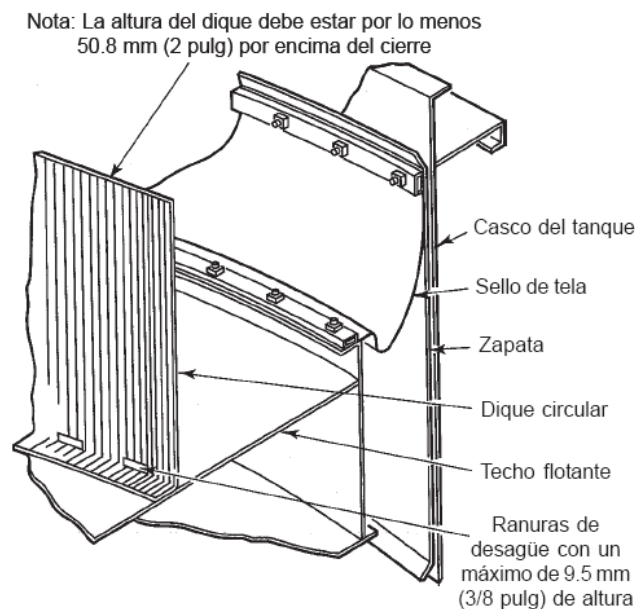


Figura 4.13 Dique típico de espuma para protección de tanques de techo flotantes



4.1.13 Tanques de techo flotante con membrana interna

Para considerar un sistema de protección de área de cierre, es necesario que el tanque cuente con un techo de doble plataforma de acero, de pontón de acero o tipo sartén, para otros tipos de construcción de techos, se requiere tomar en cuenta la protección total de la superficie.

Para plantear el diseño cuando se basa en un incendio total de superficie, el tanque de membrana interna, se considera como equivalente a un tanque de techo fijo del mismo diámetro, para poder así diseñar el sistema de espuma. No se usa inyección semi-superficial y semi-subsuperficial, debido a que la distribución de la espuma es inadecuada.

Por otro lado cuando se hace un diseño para el área de cierre, se debe considerar al tanque mencionado como un tanque de techo flotante del mismo diámetro, para así diseñar el sistema de espuma, que debe diseñarse de acuerdo con los requisitos de la tabla 4.5, utilizando salidas fijas de descarga de espuma y deberá tener protección suplementaria.

En caso de que el régimen de aplicación sea mayor que los especificados en la tabla 4.1 el tiempo de descarga se reducirá proporcionalmente, pero no deberá ser menor del 70% de los tiempos mínimos de descarga especificados.

Las salidas de descarga, se montan en el tanque de acuerdo a la tabla 4.4, el tiempo mínimo de descarga es el especificado en la tabla 4.3 para salidas de descarga de espuma tipo II.

En caso de almacenarse combustibles que requieren espumas resistentes al alcohol deberá consultarse a los fabricantes del concentrado de espuma y de los equipos de generación sobre las restricciones y recomendaciones basadas en los listados o pruebas de incendios específicos.

4.1.13.1 Protección suplementaria

Además de los medios de protección principal, algunos tipos de riesgos requerirán provisión de medios de protección suplementaria. Para el caso de chorros suplementarios de manguera de espuma, deberán de estar aprobados para incendios de derrames pequeños, el número de chorros de manguera fijos o portátiles requerido debe ser el especificado en la tabla 4.7 y debe estar disponible para proveer protección del área.

Diámetro del tanque mayor [m]	Numero mínimo de chorros de manguera requeridos
Hasta 10.5	1
Ente 10.5 a 36	2
Mas de 36	3

Tabla 4.7 Requisitos para chorros suplementarios de manguera de espuma.



El equipo para producir cada chorro de espuma debe tener un régimen de aplicación de solución de por lo menos 189 [L/min] con el mínimo de chorros de manguera que está en la tabla 4.7. Debe proveerse de material adicional para producir espuma que permita la operación del equipo de chorros de manguera simultáneamente con las instalaciones de tanques de espuma como se especifica en la tabla 4.8

Diámetro del tanque mayor	Tiempo mínimo de operación [min]
Hasta 10.5 [m]	10
Entre 10.5 a 28.5[m]	20
Mas de 28.5[m]	30

Tabla 4.8 Tiempos de operación de los chorros de manguera, complementando las instalaciones de espuma en tanques

4.1.14 Sistemas de mediana y alta expansión

Las espumas de mediana y baja expansión deben evaluarse minuciosamente para verificar su aplicabilidad como agente de control de incendios para el tipo de riesgo en consideración. Los riesgos protegidos por estos sistemas son: combustibles ordinarios, líquidos inflamables y combustibles, combinaciones de los dos fluidos anteriores y gas natural licuado, el cual solo usará espuma de alta expansión. Debe tenerse consideraciones con el riesgo protegido para que el agua no lo dañe.

Estos sistemas no se usan en incendios provocados por: productos químicos como nitrato de celulosa, que libera suficiente oxígeno u otros agentes oxidantes para sustentar la combustión, equipos eléctricos energizados no encerrados, materiales reactivos al agua, como el sodio, potasio y aleaciones de ambos, materiales peligrosos reactivos al agua y gas inflamable licuado.

Los sistemas de mediana y alta expansión, extinguen el incendio reduciendo la concentración de oxígeno en el lugar del incendio, por enfriamiento, deteniendo la convección y radiación, excluyendo aire adicional y retrasando la liberación de vapor inflamable.

Se debe usar detección automática para los sistemas fijos, mediante detectores de vapores combustibles o de una condición anormal en el riesgo y proveer de supervisión del equipo de detección y activación automática de manera que se produzca la indicación automática de fallas, en un lugar vigilado permanentemente.

La instalación de alarmas es esencial para alertar al personal, indicar la operación del sistema o indicar fallas de cualquier dispositivo o equipo supervisado, dichas alarmas deberán ser audibles.

De igual manera que en el sistema de baja expansión, éste sistema requiere de dispositivos de operación como: generadores de espuma, dosificadores, válvulas,



inductores, controles de descarga y equipos de cierre; además de los dispositivos de cierre de puertas y ventanas, mecanismos de apertura de orificios de ventilación y cierre de equipos eléctricos considerados como partes integrales del sistema, los componentes mencionados deberán estar sujetos a una fuente confiable de energía y cuyas operaciones deberán controlarse por medios mecánicos, eléctricos, hidráulicos o neumáticos.

4.1.15 Concentrado de espuma

La ventilación del sistema generador de espuma, en caso de incendio juega un papel importante, por ello es necesario usar para ventilación aire del exterior del área de riesgo para la producción de espuma, a menos que estudios permitan el uso del aire del interior. Las aberturas de ventilación del área de incendio deben estar situadas de tal manera que se evite la recirculación de los productos de la combustión u otros materiales perjudiciales para la formación de espuma dentro de las entradas de aire de los generadores de espuma.

Su posición es relevante para evitar que el fuego dañe al sistema que en su peor escenario podría provocar que explote, es por esto que es importante la resistencia o la protección del sistema contra la exposición al fuego y la posición estratégica cerca del peligro para evitar zonas donde podría haber un peligro de incendio o de explosión.

Los tipos de sistemas que involucran espumas de mediana y alta expansión, son: sistemas de inundación total, sistemas de aplicación local y dispositivos portátiles de producción de espuma.

4.1.16 Sistemas de inundación total

Un sistema de inundación total consiste en un aparato de completa generación de espuma, dotado con tuberías de concentrado de espuma y agua, los arreglos y descargas se harán dentro de espacios cerrados.

Su uso está en función de la presencia de un recipiente permanente alrededor del riesgo que permita la acumulación de la cantidad requerida del medio de extinción de incendios a la profundidad adecuada y que pueda mantenerse por el tiempo requerido para asegurar el control o extinción del incendio de un material combustible específico.

Las aberturas como puertas y ventanas que se encuentran por debajo de la profundidad de llenado, deben cerrarse automáticamente antes o al mismo tiempo del inicio de la descarga de espuma, además de estar diseñadas para permanecer cerradas durante un incendio, y de resistir la presión de la espuma y del agua de los rociadores. Cuando no se pueden proteger por dispositivos de cierre automático, el sistema de inundación total debe diseñarse de tal manera que compense la pérdida de espuma.

La ventilación es importante en el sistema y consiste en aberturas adecuadas, ya sea que normalmente se encuentren abiertas o cerradas y dispuestas para abrirse



automáticamente cuando el sistema está en operación. En caso de que el diseño requiera de ventiladores de extracción, estos deberán probarse para operación a altas temperaturas, tomando en cuenta al momento de su instalación, la protección de interruptores, cables y otros dispositivos eléctricos para asegurar la confiabilidad del extractor.

Para la espuma de alta expansión la profundidad mínima total de espuma no debe ser menor que 1.1 veces la altura del riesgo mas alto, pero en ningún caso menor de 0.6 [m] por encima de dicho riesgo, puede ser mayor a 1.1 cuando se tenga líquidos inflamables o combustibles. En el caso de espumas de mediana expansión, la profundidad varía conforme a la expansión de la espuma.

El régimen de descarga de la espuma de mediana expansión se determina con pruebas, para el caso de alta expansión, está basado en la potencia de protección que tenga con los rociadores, la naturaleza y configuración de riesgo, la vulnerabilidad de la construcción y el potencial de pérdida de vidas, propiedad y producción.

Se debe proveer suficiente concentrado de espuma de alta expansión y agua para permitir la operación continua de todo el sistema, por 25 minutos o para producir cuatro veces el volumen que se vaciará en el recipiente llamado volumen de sumersión, para el caso de mediana expansión, mediante pruebas se puede determinar la cantidad de concentrado para el funcionamiento del sistema.

En cuanto a la distribución de los generadores de espuma de mediana y alta expansión deberán situarse de manera que haya una acumulación de espuma relativamente uniforme en el área protegida durante el periodo de descarga.

4.1.17 Sistemas de aplicación local

Consiste en un sistema con aparatos fijos de generación de espuma completos con tubería de suministro de concentrado de espuma y agua para descargar directamente sobre el incendio o riesgo de derrame. Se permite su uso para la extinción y control de incendios de líquidos inflamables o combustibles, gas natural licuado y combustibles Clase A cuando el riesgo no está totalmente encerrado. Además es una herramienta de gran ayuda cuando no es posible la inundación total.

El riego debe incluir todas las áreas hacia y desde donde se pueden propagar el incendio. La espuma tiene que descargarse a un régimen que cubra el riesgo hasta una profundidad de por lo menos 0.6 [m] en dos minutos, además de descargar concentrado de espuma y agua suficiente para permitir la operación continua de todo el sistema por lo menos durante 12[min].

Las salidas de descarga son colocadas de tal manera que aseguren la descarga de espuma sobre todas las áreas que constituyen el riesgo.



4.1.18 Dispositivos portátiles de generación de espuma

Consiste en un generador de espuma portátil de operación manual conectado por medio de mangueras o tuberías a un suministro de agua y concentrado de espuma. El equipo de dosificación puede ser parte integral o separado del generador de espuma. Dicho sistema puede combatir todos los riesgos de incendio mencionados al inicio de éste capítulo.

Estos dispositivos se colocan donde sean fácilmente accesibles, sin estar expuestos al riesgo, además de contar con mangueras suficientes para alcanzar el riesgo más distante que van a proteger y que el concentrado de espuma esté disponible para su uso inmediato.

El tipo y tamaño del potencial de riesgo, son factores para determinar el régimen, la duración de la descarga y la cantidad de concentrado de espuma y agua.



4.2 Norma NFPA – 30 Código de líquidos inflamables y combustibles

En 1913 tiene su origen la norma NFPA – 30, bajo un modelo de ordenanza municipal conocido como Ordenanza Sugerida para el Almacenamiento, Manejo y Uso de Líquidos Inflamables, con ese nombre, se mantuvo hasta 1957 cuando cambió a un código que conservaba las disposiciones y requerimientos técnicos. A 97 años de su creación, ha sufrido cambios debido a la experiencia y a los avances en la tecnología, dando como resultado las estipulaciones actuales que hoy forman parte de la norma en cuestión.

Se aplica al almacenamiento, manejo y uso de líquidos inflamables y combustibles, incluyendo los desechos líquidos. No tendrá validez con cualquier líquido con punto de fusión de 37.8 [°C], con líquidos que no cumplan el criterio de fluidez, como: cualquier líquido criogénico o gas licuado, y líquidos que tengan un punto de inflamación al cual es capaz de arder bajo ciertas condiciones.

El objetivo es dotar a los tanques, las prevenciones fundamentales para el almacenamiento, manejo y uso de líquidos inflamables y combustibles.

4.2.1 Prevención de incendios y control de riesgos de incendio.

En el proceso y manejo de líquidos inflamables y combustibles, se presentan condiciones que propician la generación de incendios, por ello es necesario identificar, evaluar y controlar los riesgos que podrían dar inicio a un incendio.

Las instalaciones de tanques de almacenamiento deben tener prevención y control de incendios para seguridad de la vida de los trabajadores, para minimizar las pérdidas a la propiedad y para reducir la exposición al fuego de las propiedades adyacentes causadas por un incendio o explosión.

Las medidas de prevención y control de incendios deben determinarse por medio de una evaluación de ingeniería y aplicación de principios sólidos de protección contra incendios e ingeniería de procesos, dicha evaluación debe incluir lo siguiente:

- Análisis de riesgos de incendio y explosión de la operación.
- Análisis de relevo de emergencia de los contenedores de proceso teniendo en cuenta las propiedades de los materiales usados y las medidas de protección contra incendio.
- Análisis de los requerimientos de diseño de instalaciones.
- Análisis para el manejo, transferencia y uso de líquidos.
- Análisis de condiciones locales, como exposiciones de instalaciones adyacentes y exposición a inundaciones, terremotos y huracanes.
- Análisis de las capacidades de respuesta a emergencias de los servicios locales de emergencias.



El análisis de riesgo se debe volver a hacer cuando los riesgos de incendio y explosión cambian de manera significativa, las condiciones que por lo general requieren de la repetición de la evaluación son: cuando ocurren cambios en los materiales de proceso, cambios en equipos de proceso o en el control de proceso y cambios en los procedimientos de operación o asignaciones.

4.2.2 Control de fuentes de ignición

Se deben tomar precauciones para evitar la ignición de vapores inflamables debido a: rayos, superficies calientes, calor radiante, fumar, corte y soldadura, calor por fricción o chispas, electricidad estática.

Se permite fumar en áreas designadas y apropiadas, no se permite soldar y cortar, ni efectuar operaciones que generen chispas en áreas donde se contienen líquidos inflamables. Todos los equipos como tanques, maquinaria y tubería deben diseñarse y operarse para prevenir igniciones por electricidad estática, esto es conectarse y estar puestos a tierra.

4.2.3 Sistemas de detección y alarmas

Se requiere proporcionar medios aprobados para dar rápida notificación de incendios o emergencias al personal dentro de la planta y al departamento de bomberos o servicios públicos de ayuda. Se usan los siguientes métodos para detección: personal de observación o rondines, equipo de monitoreo del proceso que indique la ocurrencia de un derrame o fuga o provisión de detectores de gas para monitorear continuamente el área donde las instalaciones están desatendidas.

4.2.4 Sistemas de protección de incendios

Se debe disponer de una fuente confiable de abastecimiento de agua u otro agente apropiado para el control de incendios como la espuma o el dióxido de carbono, que brinden la presión y cantidad para cubrir las demandas del incendio indicadas por los riesgos específicos de las operaciones del procesado, almacenamiento o exposición de líquidos.

Donde se provea de sistemas de control de incendios, se deben diseñar, instalar y mantener en concordancia con las normas siguientes; que hablan del material y del sistema con el que extinguen el incendio:

- NFPA – 11 espumas de alta, mediana y baja expansión
- NFPA – 12 sistemas de dióxido de carbono
- NFPA – 13 instalación de rociadores
- NFPA – 15 sistemas de aspersion de agua para la protección de fuego



Capítulo 4

Norma NFPA – 11 y Norma NFPA – 30

- NFPA – 16 instalación de aspersores de espuma y agua y sistemas de rociadores de espuma y agua
- NFPA – 17 sistemas de secado químico

4.2.5 Capacitación para emergencias

Es necesario establecer un plan de acción de emergencia por escrito que sea consistente con el personal y equipo disponible para responder a incendios y emergencias relacionadas donde se debe incluir lo siguiente:

- Procedimientos a seguir en caso de incendio, tales como sonido de la alarma, notificación a los bomberos, evacuación del personal, y control y extinción del fuego.
- Reunir y capacitar al personal asignado para realizar tareas incluyendo revisión en el momento de la asignación inicial, cuando las responsabilidades o acciones de respuesta cambien, cuando cambien anticipadamente los deberes.
- Mantenimiento del equipo y protección contra incendios.
- Procedimientos de paro o aislamiento de equipos para reducir la liberación de líquido, incluyendo la asignación del personal responsable de mantener las funciones críticas de la planta o el paro de la planta de proceso.
- Medidas alternativas para la seguridad de los ocupantes.

El personal responsable del uso y operación del equipo de protección contra incendios debe estar capacitado en la operación de esos equipos. Debe realizarse entrenamiento de actualización por lo menos cada año. La planeación de medidas de control de incendios efectivas debe coordinarse con las agencias locales de respuesta de emergencia. Además de establecer procedimientos que proporcionen un paro seguro de operaciones bajo condiciones de emergencia. Se debe prever la capacitación en procedimientos de paro y el uso de las alarmas correspondientes y controles de seguridad.

Los procedimientos de emergencia deben mantenerse fácilmente disponibles en las áreas de operaciones y deben actualizarse cuando cambien las condiciones.

4.2.6 Inspección y mantenimiento

Todo el equipo de protección contra incendio debe mantenerse apropiadamente, con pruebas e inspecciones periódicas de acuerdo con la práctica normalizada y las recomendaciones del fabricante del equipo.

Las prácticas de mantenimiento y operación deben controlar las fugas y prevenir el derrame de líquidos inflamables. Los desechos de materiales combustibles y residuos en



áreas de operación deben mantenerse almacenados en contenedores de metal cubiertos y desecharse a diario.

Las áreas de terreno alrededor de las instalaciones donde los líquidos sean almacenados manejados o usados, deben mantenerse libres de maleza, basuras y otros materiales combustibles innecesarios.

Los pasillos establecidos para el movimiento del personal deben mantenerse libres de obstrucciones para permitir la evacuación ordenada y facilitar el acceso para actividades de combate de incendios.

Los pontones en tanques de techo flotante, deben inspeccionarse a intervalos no mayores de 5 años, por métodos de prueba visuales y atmosféricos para verificar que las cubiertas de los pontones estén aseguradas mecánicamente a la base del techo y que los pontones no contienen líquidos o vapores que se escaparon o que presenten agujeros de corrosión.

Cuando hay venteos de techo, deben inspeccionarse para asegurarse de que no se han quedado abiertos por congelación.

4.2.7 Almacenamiento de líquidos en tanques

Los siguientes requerimientos de diseño, instalación, prueba, operación, y mantenimiento, se aplican para tanques y contenedores cuya capacidad exceda los 3000 [L] y almacenen líquidos inflamables y combustibles.

Se permite que el tanque sea de techo flotante, fijo, o de membrana interna, de forma o tamaño de acuerdo con las normas y especificaciones de diseño como la norma API 650 (mencionado en el capítulo anterior).

En el caso de almacenamiento de líquidos que tienen una gravedad API 40° o mas pesados, se permite el uso de tanques de concreto no forrados, siempre y cuando se hayan construido en concordancia con normas de diseño.

Dependiendo de las propiedades del líquido almacenado, se elige el revestimiento y el espesor del tanque.

Se debe instalar un venteo apropiado para el tanque con el fin de evitar problemas, así como también debe tenerse cuidado con líquidos que permitan la corrosión del material del tanque.

4.2.8 Pruebas para tanques

Es necesario aplicar pruebas al tanque, una de ellas es antes de que comience a operar, esto ayudará a detectar deformaciones y fugas, que se pueden corregir de acuerdo a normas, a esto se le conoce como: prueba inicial.

Se prueba al tanque y sus conexiones después de su instalación y en seguida de ponerse en servicio, con el fin de verificar la hermeticidad, dicho estudio recibe el nombre de prueba de hermeticidad, y se realiza de manera hidrostática o con presión de aire a una presión manométrica de entre 1.5 y 2.5 [psi]. El espacio anular también se

Capítulo 4



Norma NFPA – 11 y Norma NFPA – 30

debe someter a ésta prueba con los mismos rangos de presión. Finalmente están las pruebas periódicas, que se aplican a cada tanque para asegurar su integridad de acuerdo con las normas.

4.2.9 Localización de tanques de almacenamiento

Considerando que el espaciamiento de tanques se encuentra basado en un diseño de soldadura débil en la unión del techo a la envoltura, los tanques que almacenan líquidos clase IIIB se pueden distanciar de acuerdo con la tabla 4.9. Si se localiza en la misma área de dique, o dentro de la misma línea de drenaje de un tanque de almacenamiento de líquidos Clase I o Clase II, el tanque deberá localizarse de acuerdo con la tabla 4.10. Los tanques de almacenamiento de líquidos estables, Clase I, Clase II y Clase IIIA, cuya presión interna no exceda una presión manométrica de 2.5 [psi] se deben localizar de acuerdo con la tabla 4.10, que considera la cantidad de líquido almacenado en el tanque.

Capacidad del tanque [gal]	Distancia mínima [pies]	
	Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido	Desde el lado más cercano de cualquier vía pública
12000 o menos	5	5
12001 a 30000	10	5
30001 a 50000	10	10
50001 a 100000	15	10
100001 o más	15	15

Tabla 4.9 Localización de tanques con contenido de líquido Clase IIIB



Capacidad del tanque [gal]	Distancia mínima [pies]	
	Desde el límite de propiedad que está o puede ser construido	Desde el lado más cercano de cualquier vía pública
275 o menos	5	5
276 a 750	10	5
751 a 12 000	15	5
12 001 a 30 000	20	5
30 001 a 50 000	30	10
50 001 a 100 000	50	15
100 001 a 500 000	80	25
500 001 a 1 000 000	100	35
1 000 001 a 2 000 000	135	45
2 000 001 a 3 000 000	165	55
3 000 001 o más	175	60

Tabla 4.10 Localización de tanques con contenido de líquido Clase I, II y IIIA

4.2.10 Instalación de tanques de almacenamiento

Es necesario que en la cimentación del tanque de almacenamiento, se tomen en cuenta soportes que deben diseñarse y construir de acuerdo a las normas que regulan dichas actividades.

Los soportes representan un elemento esencial, ya que previenen la excesiva acción de cargas, además si el tanque se encuentra en una zona de terremotos estos soportes deberán diseñarse para resistir el daño resultante de tales sacudidas.

Los cimientos del tanque deben diseñarse para minimizar la posibilidad de asentamientos diferenciales de los tanques y mitigar la corrosión en cualquier parte del tanque que descansa sobre los cimientos.

Cuando se encuentran contenidos líquidos de Clase I, II o IIIA, en tanques que están soportados por encima de sus cimientos, los soportes de tanques deben ser de concreto, mampostería o acero protegido, éste último debe protegerse con materiales que tengan una capacidad de resistencia al fuego de al menos dos horas.

En caso de que se encuentren colocados los tanques en una zona sujeta a inundación, deben tomarse provisiones para evitar que puedan flotar durante la subida del nivel de las aguas sobre el escenario máximo de inundación establecido.



4.2.11 Dispositivos de alivio de presión

Los tanques requieren de instrumentos que permitan reducir la presión en el mismo, esto es conocido como venteo, (analizado en el capítulo 2), sin embargo es importante conocer que cuando el alivio de emergencia dependa exclusivamente de dispositivos de relevo de presión, la capacidad total de venteo normal y de emergencia debe ser suficiente para evitar la ruptura de la envoltura o el fondo del tanque. En la tabla 4.11 se muestra la capacidad de venteo de alivio de emergencia total requerida de los dispositivos de venteo normal y de emergencia.

Pies ²	PCH	Pies ²	PCH	Pies ²	PCH
20	21 100	160	168 000	900	493 000
30	31 600	180	190 000	1000	524 000
40	42 100	200	211 000	1200	557 000
50	52 700	250	239 000	1400	587 000
60	63 200	300	265 000	1600	614 000
70	73 700	350	288 000	1800	639 000
80	84 200	400	312 000	2000	662 000
90	94 800	500	354 000	2400	704 000
100	105 500	660	392 000	2800	742 000
120	126 000	700	428 000	y mas	
140	147 000	800	462 000		

Tabla 4.11 Venteo de alivio de emergencia requerida

Los dispositivos de venteo de alivio de emergencia son a prueba de vapor y pueden tener la configuración siguiente:

- Tapa de registro de cierre automático
- Tapa de registro provista de pernos largos que permitan que la tapa se levante bajo presión interna
- Válvula o válvulas de alivio adicionales o mas grandes

Es necesario determinar la superficie mojada, que es el área total que ocupa el líquido en el tanque, para el caso de tanques verticales se considera los primeros 9 [m] por encima del nivel del área de la envoltura expuesta.



La capacidad de venteo de alivio de emergencia total para tanques y contenedores de almacenamiento diseñados para operar a presiones sobre una presión manométrica de 1 [psi] debe ser como sigue:

En caso de que el tanque cuya área húmeda no exceda los 260 [m²] (2800[ft²]) deben de ser mayor que los valores de la tabla 4.11, pero en caso de que el área húmeda exceda los 260 [m²], deben de ser iguales o mayores que los valores ubicados en la tabla 4.12 o menor que la calculada por la formula siguiente:

$$CFH = 1107A^{.82} \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

CFH = capacidad de venteo requerida [pie³ de aire libre por hora]

A = superficie mojada [ft²]

Pies ²	PCH	Pies ²	PCH
2 800	742 000	9 000	1 930 000
3 000	786 000	10 000	2 110 000
3 500	892 000	15 000	3 720 000
4 000	995 00	20 000	4 470 000
4 500	1 100 000	25 000	5 190 000
5 000	1 250 000	30 000	5 900 000
6 000	1 390 000	35 000	6 570 000
7 000	1 570 000	40 000	
8 000	1 760 000		

Tabla 4.12 Venteo de alivio de emergencia requerida para tanques con área mojada de más de 260 [m²]

También en caso de tener cualquier líquido estable almacenado en el tanque, se puede determinar la capacidad de venteo de alivio de emergencia total, por medio de la siguiente formula:

$$CFH = V \frac{1137}{L\sqrt{M}} \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

CFH= capacidad de venteo requerida [pie³ de aire libre por hora]



Capítulo 4

Norma NFPA – 11 y Norma NFPA – 30

- V = pie³ de aire libre por hora CFH valor de la tabla 4.11
L = calor latente de vaporización del líquido específico [Btu/lb]
M = peso molecular de los líquidos específicos

Los siguientes son casos especiales que permiten multiplicar la capacidad de venteo de alivio de emergencia requerido por un factor de reducción para determinar la capacidad de venteo requerida, para no usar los métodos que se han mencionado anteriormente.

1. Se permite un factor de reducción de 0.5 para tanques con área mojada mayor de 19 [m²], previstos con drenajes que tienen una pendiente no menor a 1 por ciento alejándose del tanque al menos 15[m] hacia el área de desalojo.
2. se permite un factor de reducción de .3 para tanques protegidos con un sistema de aspersión de agua con actuador automático. De acuerdo con la norma NFPA – 15, así como para tanques protegidos con aislamiento que permanece en su lugar bajo condiciones de exposición al fuego, sometidos al choque chorros de agua de las mangueras durante la exposición al incendio.
3. Se permite un factor de reducción de 0.15 para tanques protegidos con un sistema de aspersión de agua de acuerdo con la norma NFPA – 15, y que reúnen los requisitos de aislamiento del punto anterior.

Las descargas y drenajes de los venteos de tanques equipados con venteo de alivio de emergencia que permitan exceder una presión manométrica de 2.5 [psi], deben disponerse para descargar en forma tal que impidan el sobrecalentamiento localizado o el impacto de las flamas sobre cualquier parte del tanque en caso de que se enciendan los vapores del venteo.

4.2.12 Control de derrames

Cada tanque que contenga líquido Clase I, Clase II o Clase IIIA debe tener medios para evitar que una liberación accidental de líquido, ponga en peligro instalaciones importantes y la propiedad adyacente o alcance los acuíferos. Tales métodos deben reunir los requerimientos siguientes:

- **Desalojo remoto.** Es un medio de control que se hace mediante drenajes hasta un área remota de desalojo, de manera que el líquido derramado no se acumule alrededor de los tanques, asegurándose que la ruta del drenaje se localice de cierta manera que; si los líquidos en el sistema de drenaje se inflaman, el incendio no ponga en riesgo a los tanques o a la propiedad adyacente.
- **Retención por diques abiertos alrededor de los tanques.** Consiste en instalar un dique sin cobertura, con ciertas características que permitirá la concentración de líquido en caso de derrames, los muros del dique deben de ser



de acero, tierra, concreto, diseñados para ser herméticos y soportar la carga hidrostática, así como también ser construidos respetando las normas para evitar que sea una fuente mas de incendio, implementando acciones que eviten o prevengan el fuego.

- **Retención con diques cubiertos alrededor de los tanques.** Método que funciona bajo las mismas características que el punto anterior, la diferencia es que está cubierto, y dicha cobertura debe ser resistente a los vehículos que circulan en dicha área, además de proveer venteo de emergencia y ser de uso exclusivo para derrames y no para poder almacenar en él líquidos.

4.2.13 Sistemas de tubería

Los sistemas de tubería incluyen: tubos de bajo diámetro, bridas, pernos, empaques, válvulas, accesorios, conectores flexibles, juntas de expansión y filtros que son partes sometidas a la presión de otros componentes y los dispositivos que sirven para propósito de: mezclado, separación, amortiguación, despacho, medición, control de flujo, o contención secundaria.

Destacando que las tuberías mencionadas en el presente capítulo no son tuberías de producción o de revestimiento de cualquier pozo de petróleo o gas ni tuberías que estén conectadas directamente a ellos.

Las válvulas en los tanques de almacenamiento pueden ser de materiales diferentes al acero o hierro dúctil, cuando las características químicas del líquido almacenado no sean compatibles con el acero o donde las válvulas son instaladas internamente en el tanque. También se pueden emplear materiales con características similares a las del acero y hierro dúctil, que resistan esfuerzos y temperaturas involucradas, para cuando se almacenan líquidos Clase IIIB se permite el uso de una aleación de cobre y zinc, cobre, aluminio, hierro maleable, y materiales similares. Dichos materiales deben reunir las condiciones siguientes:

- Deben ser resistentes al daño por fuego.
- Deben estar situados de manera que cualquier fuga provocada por su falla no exponga indebidamente a las personas, edificios importantes o estructuras.
- Deben localizarse donde las fugas sean fácilmente controladas por la operación de una o más válvulas accesibles de localización remota.

Los sistemas de tubería deben estar soportados y protegidos contra el daño físico y el esfuerzo excesivo que se origina por el asentamiento, expansión, contracción y vibración. Igualmente deben tener válvulas suficientes para operar correctamente en el sistema y aislar el equipo en casos de emergencia. En caso de estar conectados con bombas deberán tener válvulas para controlar correctamente el flujo del líquido durante



la operación normal y en caso de emergencia. Cada conexión a un sistema de tubería en el cual equipos como: pipas o embarcaciones, descarguen líquido dentro de los tanques de almacenamiento, deben proveerse de una válvula de retención para protección automática contra el reflujo, siempre y cuando la tubería sea tal que permita la generación del reflujo en el sistema.

Los sistemas de tubería deben someterse a pruebas que indiquen el estado de dicho sistema, estas pruebas son: prueba inicial, prueba de contención de tubería secundaria y la prueba durante el mantenimiento, que consisten en someter el equipo ya instalado, a presiones con las que trabajará, con el fin de que se detecten problemas y fallas en el sistema, de la misma manera que se prueban a los tanques de almacenamiento.

Las tuberías que pasan a través o que perforan el muro de un dique, deben diseñarse para evitar daños por excesivo esfuerzo y fugas debido a asentamiento o exposición al fuego.

4.2.14 Tuberías de venteo

Cuando las salidas de las tuberías de venteo de tanques de almacenamiento de líquidos Clase I estén cercanos a edificios o vías públicas, deben ubicarse de manera que los vapores sean liberados a un sitio seguro y por arriba de 3.6 [m] por encima del nivel del terreno que lo rodea. Los vapores deben descargarse hacia arriba u horizontalmente lejos de los muros cercanos.

Las salidas de venteo deben localizarse de modo que los vapores no sean atrapados por los aleros u otras obstrucciones y deben estar al menos a 1.5 [m] de las aberturas del tanque. Se prohíben múltiples para tuberías de venteo excepto donde se requieran para fines especiales tales como recuperación de vapores, conservación de vapores o control de la contaminación del aire. En caso de que se instale un múltiple, los tamaños de la tubería deben ser capaces de descargar dentro de las limitaciones de presión del sistema, los vapores que ellos deben manejar cuando todos los tanques conectados al múltiple estén sujetos a la misma exposición al fuego.

Las tuberías de venteo para los tanques de almacenamiento de líquidos Clase I no deben conectarse a múltiples de tuberías de venteo para tanques que almacenan líquidos Clase II y Clase III a menos que se provean medios positivos para evitar lo siguiente:

- Que vapores de líquidos Clase I entren en los tanques de almacenamiento de líquidos Clase II o Clase III.
- Contaminación.
- Posible cambio en la clasificación del líquido menos volátil.



4.2.15 Instalaciones de carga y descarga para pipas

Las instalaciones para carga y descarga de pipas deben estar separadas de los tanques sobre el suelo, almacenes u otros tanques, por una distancia de al menos 7.6 [m] para líquidos Clase I y para líquidos Clase II y III de al menos 4.6 [m] medidos desde la boca de llenado o conexión de transferencia mas cercana, y se permite reducir estas distancias siempre y cuando exista una adecuada protección a las exposiciones.

Para poder llevar el fluido del tanque a la pipa y viceversa, es necesario el uso de equipo como tubería, bombas y medidores; cuyo uso dependerá de la Clase del líquido.

Cuando la pipa está a punto de cargar el fluido mediante domos abiertos, debe hacerse una conexión a tierra al vehículo antes de levantar las tapas del domo, donde permanecerá en su sitio hasta completar el llenado y que las tapas del domo hayan sido cerradas y aseguradas. El motor de las bombas auxiliares y el motor del vehículo deben estar apagados al conectar o desconectar las conexiones de manguera y la conexión entre la manguera o tubería de descargue del líquido y la tubería del camión debe hacerse mediante un acople de desconexión en seco.

Las instalaciones de carga y descarga usadas para transferir líquidos a pipas a través de domos abiertos, deben protegerse contra las corrientes parasitas con empalmes permanentes a las tuberías de llenado.

En áreas donde se sabe que existen corrientes parasitas excesivas, todas las tuberías ubicadas en estas zonas deben proveerse de secciones aislantes para aislar eléctricamente la tubería de la instalación. En casos especiales no se requiere de éste tipo de conexiones como: cuando la pipa se carga con productos que no tienen propiedades de acumular energía estática, tales como asfaltos, la mayoría de los crudos aceites residuales y líquidos solubles en agua, donde las pipas son exclusivas para cargar líquidos Clase II y Clase III y cuando las pipas son descargadas y cargadas por medio de tuberías cerradas.

Capítulo 5



Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

5.1 Historia del petróleo

5.1.1 El petróleo en la historia antigua

"Hazte un arca de madera de gofer; harás aposentos en el arca, y la calafatearás con brea por dentro y por fuera."

Génesis 6:14

"Y se dijeron unos a otros: Vamos, hagamos ladrillo y cozámoslo con fuego. Y les sirvió el ladrillo en lugar de piedra, y el asfalto en lugar de mezcla."

Génesis 11:3

El petróleo y sus derivados se conocen desde antes del año 3500 antes de Cristo. En algunos pasajes de la Biblia, como los mencionados, dan cuenta de ello, en el libro de Génesis capítulo 6, versículo 14, Jehová ordena a Noé construir un arca, la famosa arca de Noé, y le explica la manera de hacer dicha arca, usando brea como impermeabilizante en las juntas de madera del arca, método que aún se practica en nuestros días, con los barcos construidos de madera.

En Génesis 11, se habla de la construcción de la torre de Babel (figura 5.1), y en el versículo 3, enuncian los materiales para la edificación de la misma.



Figura 5.1 Torre de Babel

Otra historia del uso de la brea y del asfalto en esos siglos está descrito en; Éxodo 2:3, que dice: *"Pero no pudiendo ocultarle más tiempo, tomó una arquilla de juncos y la calafateó con asfalto y brea, y colocó en ella al niño y lo puso en un carrizal a la orilla del río."*, el versículo anterior relata cuando ante la orden dada por el rey de Egipto de



arrojar al río a todos los varones recién nacidos, Moisés es depositado en el río Nilo por su madre en una cesta de protegida con brea para evitar su hundimiento.

Una vez más en Génesis en el capítulo 14, versículo 10, se describe como los reyes de Sodoma y Gomorra cayeron en pozos de asfalto en el Valle de Sidim, al ser perseguidos por haber devastado los campos de los reyes Amrafel, Arioc, Quedarlaomer y Tídal.

("Y el valle de Sidim estaba lleno de pozos de asfalto; y cuando huyeron el rey de Sodoma y el de Gomorra, algunos cayeron allí; y los demás huyeron al monte.")

Y así se pueden mencionar pasajes de la biblia en donde hace constar la presencia y uso de los hidrocarburos, de las civilizaciones más importantes en el mundo, los egipcios lo usaban para aceitar las ruedas, embalsamar a los muertos o para fines curativos como: ungüentos para las heridas, contra los dolores de la piel, bálsamos para dolores reumáticos.

La cultura China, se convirtió en la primera dedicada a explorar zonas petroleras, una vez que por accidente encontraron petróleo en lugar de salmuera. Después de explorar los terrenos, y cuando se encontraban las emanaciones, recurrían a las cañas de bambú para extraerlo, ellos empleaban el petróleo para luz y calor. Cuando Marco Polo viajó a China conocida como Catai en 1271, se deslumbró al ver lo que los pobladores de aquella zona hacían con aquel líquido desconocido, el cual definiría como: "un aceite de piedra que arde con facilidad, hecho de roña y otras cosas"

5.1.2 El petróleo en la Época Moderna

Antes de la revolución industrial, los descubrimientos de aceite y gas, eran accidentales, ya que buscaban pozos de agua y se encontraban con petróleo, además de que afloraban a la superficie debido a que los yacimientos eran demasiado someros. A partir de la revolución industrial (fines del siglo XVIII), el aceite se hizo indispensable para la lubricación de maquinaria. Primeramente, las necesidades de aceite se cubrían con aceite de origen animal, como el proveniente de las ballenas, pero esto representaba un costo excesivo y una producción muy escasa; con el paso del tiempo y de los adelantos en la industria petrolera, se implementó el uso del motor de combustión interna que permitía usar el petróleo, reduciendo costos y materia prima.

La comercialización del producto en Norteamérica tiene su origen en Pittsburg, cuando un boticario llamado Samuel M. Kier decidió venderlo como "medicina universal" contra el reumatismo y la calvicie. Para otras partes del mundo esto no fue diferente, por que cada día se hallaba un nuevo uso para este líquido.

El año de 1859, es un fecha que se ha considerado como el inicio de la historia comercial del petróleo, ya que en aquel entonces un hombre llamado Edwin L. Drake

Capítulo 5



Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

perforó en Pensilvania el primer pozo en Estados Unidos, que fue llamado pozo Drake, a una profundidad de 24 [m] y con una producción diaria alrededor de 20 [bl/día] (figura 5.2).

Cabe destacar que dicho pozo no fue el primero en suministrar petróleo, la importancia del pozo en cuestión es que con el se inicia un desarrollo de la producción petrolera, además de hacerse en un tiempo en que el mundo rápidamente industrializado, requería: iluminación, maquinas y fuentes de materiales para combustibles y lubricantes.



Figura 5.2 Pozo Drake en E.U.

5.2 El petróleo en México

5.2.1 Época precolonial en México

En America, los indígenas recogían el petróleo para usos medicinales. En México, también se utilizó para la medicina y para otras actividades como: fabricar incienso, como impermeabilizante, material de construcción y hasta para limpiar la dentadura.

Los indígenas denominaron al petróleo con el nombre de "chapotli" que está conformado por dos palabras: "tzouctli", que significa pegamento o goma y "popochtli", que es olor, humo o perfume. En nuestro país eran muy notorias las manifestaciones de petróleo sobre la superficie, que era prácticamente imposible que los indígenas no se percataran de ellas: los charcos de un líquido viscoso que tanto abundaban en Tuxpan y Pánuco, en el estado de Veracruz; el extraño y oloroso burbujeo que se presentaba en algunos manantiales; y una extraña especie de película oscura como sombra sobre los



ríos y lagunas de la región de los estados del Golfo de México, son algunas muestras de cuan inevitable era que los habitantes de la región las observaran, y es por ello que a tales charcos aceitosos, negros y con un fuerte olor se les llegó a conocer con el nombre de chapopoterías, Fray Bernardino de Sahagún en su "Historia general de las cosas de la nueva España" en el año 1569, relata como los antiguos indígenas creían que el chapopote brotaba en forma periódica según el ciclo lunar; *"... es betún que sale de la mar, y es como pez de Castilla que fácilmente se deshace, y el mar lo echa de sí con las ondas, y esto es cierto y señalados días conforme al creciente de la luna; viene gorda y ancha a manera de manta, y ándanla a recoger a la orilla de los que moran junto al mar. El chapopotli es oloroso y preciado entre las mujeres y cuando se echa en el fuego su olor se derrama lejos"*.

Los totonacas y huastecos del norte de Veracruz y sur de Tamaulipas aplicaban el chapopote como pigmento para sus creaciones artísticas en cerámica además de un uso medicinal.

5.2.2 La conquista

A la llegada de los españoles no se hizo gran diferencia respecto a los usos del chapopote. Lo que interesaba a los conquistadores principalmente, era la explotación de las minas de plata y de oro, seguido de los productos vegetales; pero poco caso se hacía a aquellas substancias que pudieran ser útiles en las industrias.

Nuño de Guzmán, quien era gobernador del Pánuco y que se caracterizaba por su codicia, no logro ver la riqueza que tenía dicha zona y que él despreció por su "pobreza". Tampoco Cortés, quien era muy observador y tenía la capacidad y habilidad para aprovechar los elementos naturales, vio utilidad inmediata en el chapopote. Un ejemplo de ello es cuando Cortés mando a cerrar las juntas de las maderas de sus embarcaciones con alquitrán, que mando extraer de los pinos de las sierras vecinas del valle, en lugar de usar el chapopote para éste fin.

5.2.3 La colonia

Existen algunos datos en los que muestra el conocimiento y la presencia del petróleo durante la conquista, como lo menciona Gabriel Antonio Menéndez diciendo que: "En 1558, los clérigos de la Villa de Guadalupe obtuvieron petróleo de un pozo que broto de los edificios de La Colegiata, el que se vendió como medicamento contra la reuma y como aceite, para hacerlo ante las imágenes santas."

En general, el petróleo seguía usándose para fines medicinales durante ésta época de dominación española e incluso su utilización en éste ramo se extendió de forma considerable; sin embargo, dicha sustancia se estaba haciendo "mala fama", debido a que habitantes dedicados a la ganadería y a los caballos, creían que las chapopoterías eran sumamente perjudiciales y peligrosas, ya que en numerosas ocasiones éstas se encontraban cubiertas por tierra y hojas arrastradas por el viento, lo cual daba la



impresión de suelo firme, pero justo en el momento de que los animales pasaban por tales lugares se atascaban hundiéndose y finalmente ahogándose en ese fluido espeso. Por ésta razón los predios mas tarde conocidos como Faja de Oro y de Pánuco, eran ofrecidos a un precio bajo.

Otra muestra es la que da el fraile jesuita Francisco J. Clavijero, en 1767, cuando describe en sus relatos, la gran abundancia de asfalto en las costas del seno mexicano.

Con el régimen borbónico se creó un conjunto de disposiciones cuyo propósito era el de incrementar la recaudación fiscal, por lo que el petróleo pese a no ser el punto de una legislación específica, se incluyó dentro de la designación de "jugos de la tierra". Y es que debido en gran parte al enorme auge que se había logrado en la minería, para la monarquía española, el soberano era dueño absoluto del suelo y subsuelo en sus dominios, y por lo mismo, se elaboró un código que regulaba, no solo la explotación de metales sino de cualquier riqueza que pudiese extraerse del subsuelo.

5.2.4 Época independiente

En la primera mitad del siglo XIX, la industria del petróleo en México era prácticamente la misma que durante la época de dominación española; sin embargo a partir de 1850 y tal como sucedía también con diversos países industrializados cuando inicia el renacimiento, se incorporaron mayores y mejores descripciones de los nuevos métodos de producción.

El gobierno del emperador Maximiliano promulgó un reglamento el 6 de julio de 1865, reiterando la situación legal del petróleo y prohibiendo la explotación de éste y otros minerales sin el permiso y concesión expresa por parte de las autoridades correspondientes, otorgándola por tiempo indefinido, pero con la limitante de una sola pertenencia por concesión.

Pese a la situación de guerra interna que se vivía en México, Maximiliano pudo otorgar a manos mexicanas treinta y ocho concesiones petroleras en el estado de Tabasco, el norte de Veracruz, sur de Tamaulipas, la zona del Istmo, Tenancingo en el Estado de México y las regiones de Puebla cercanas a la Huasteca.

Mientras tanto Benito Juárez recibía una carta de Matías Romero que estaba como representante de México en Washington, motivada por la importancia que tomaba el petróleo en el país vecino, donde decía: "*... El aceite sustituirá dentro de poco, al carbón de piedra y a la leña y será el único combustible que llegue a usarse. La nueva fuente de inmensa riqueza descubierta en éste país, ha hecho pensar a los especuladores de mayor espíritu de empresa, que en México debe haber venteros más ricos que los de Pensilvania, cuya teoría parece sostenida por la configuración geológica de la republica...*"



Pero, los primeros acercamientos a la explotación petrolera en México fueron un fracaso, debido a diversas dificultades como la gran distancia entre los centros de explotación y consumo de crudo y la falta de vías de comunicación, entre otros, aunado a la escasez de recursos en una industria que necesitaba de millonarias inversiones.

En 1884 fue promulgado el *Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos* durante el gobierno de Manuel González, derogando así las *Ordenanzas de Minería* de 1783 y rompiendo con todo el esquema anterior, ya que en su Artículo 10º estipuló que el dueño de la superficie también lo era de las sustancias que yacieran en el subsuelo, lo que incluía al petróleo, así como su explotación y aprovechamiento sin que fuera necesario que el gobierno mexicano adjudicara especialmente tales facultades. De igual forma, en el *Segundo Código Minero de la República*, prevaleció éste criterio. Fue hasta la primera ley del petróleo que se promulgó en el año de 1901 que se dieron las primeras señales que marcaban la importancia de la explotación del crudo en los yacimientos mexicanos, ya que anteriormente siempre se encuadraba dentro de las disposiciones referentes a la minería y ahora por fin se separaba y se hacían consideraciones independientes. En ésta Ley se determinó que se le otorgarían permisos a los particulares o a compañías bien organizadas para hacer exploración dentro de la zona delimitada por el mismo permiso, y éste solo tendría vigencia de un año sin derecho a prórroga. El ordenamiento legal pretendía un eficiente control de ingresos provenientes de los yacimientos de hidrocarburos, por lo mismo, se establecían determinadas obligaciones para aquellos que encuadran dentro de los supuestos previstos.

5.2.5 El Porfiriato

A principios del siglo XX, dos personajes muy importantes para la explotación comercial del petróleo aparecieron en nuestro contexto nacional: Edward L. Doheny, petrolero estadounidense, y el inglés Weetman D. Pearson, jefe de una firma internacional de constructores, quien fuera el gran contratista durante el Porfiriato y que con el transcurso del tiempo formó parte de la aristocracia inglesa.

Doheny llegó con una meta clara: la de producir en México el combustible necesario para operar ferrocarriles de la empresa *Ferrocarril Central Mexicano*, con el objeto de que los costos de la empresa se redujeran. El primer paso para ésta meta, fue comprar la hacienda El Tullillo ubicada en el municipio de Ébano en San Luis Potosí, para el 20 de diciembre de 1900 el norteamericano fundó, la *Mexican Petroleum Company*, trabajando en ella conjuntamente con Charles A. Canfield. En los terrenos de ésta propiedad de 113 hectáreas, que se extendía hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz, se habían advertido señales de hidrocarburos en el subsuelo. Los nuevos propietarios comenzaron a perforar en un campo cercano al cerro de La Dicha. Al primer campo petrolero lo llamaron: El Ébano.



Capítulo 5

Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

El 14 de mayo de 1901, al llegar a la profundidad de 433 metros, brotó aceite de un pozo que fue bautizado con el nombre de Doheny-1, con una producción de apenas 50 barriles diarios. Entre 1901 y 1903 se perforaron 19 pozos más, con resultados similares o menos favorables. Cabe señalar que la producción que se obtuvo de los pozos de éste campo no llegó a los 200 barriles diarios, por lo que se consideró un fracaso. Lo que representaba problemas económicos para la *Mexican Petroleum Company* que estaba al borde de la quiebra, pero su salvación se debió a dos factores muy importantes, el primero; un crédito por 50 mil pesos que concedió el Banco de San Luis Potosí a Doheny, y el segundo; a la interpretación del ingeniero mexicano Ezequiel Ordóñez, quien marco el sitio correcto para hallar el petróleo muy cerca del cerro La Pez en, Ébano, San Luis Potosí.

El 3 de abril de 1904 cuando se perforaba a una profundidad de 500 [m], brotó un chorro de aceite negro a 15 [m] de altura del pozo denominado *La Pez-1*, del cual se extrajeron 1500 [bl/día] de petróleo crudo durante varios años. Con dicha producción inició el vertiginoso negocio que comprendía la exploración, explotación y comercialización del petróleo en México.

Mientras esto pasaba en la región central de México, en el Istmo de Tehuantepec se acentuaron los trabajos de perforación por parte del británico Weetman D. Pearson, quien había iniciado trabajos de exploración en el área. El 20 de abril de 1900, fue registrada la sociedad *S. Pearson and Son Limited*, constituida según las leyes del Reino Unido. Pearson está claramente favorecido y apoyado por el Presidente Díaz, siendo la causa de eso la búsqueda de un equilibrio para la considerable influencia que el capital estadounidense estaba adquiriendo sobre la economía de nuestro país. Por ello, pese a que la Ley de 1901 disponía que las concesiones para la exploración e importación de maquinaria solo se autorizaba por un año improrrogable, en los contratos celebrados con Pearson se le otorgaron estos derechos por un periodo de 50 años. Un hecho importante en la historia de la industria petrolera, que además denotaba la magnitud de los yacimientos que explotaba el capitalista inglés, fue el accidente que se ocasionó a principio de julio de 1908 hasta el 30 de agosto de ese año, dicho suceso marcó el primer accidente de tan grandes dimensiones en la historia del petróleo en México. Al poco tiempo, *El Águila*, otra empresa importante adquirió todas las propiedades de la sociedad *Pearson and Son Ltd.*, y en junio de 1912 se concretaba el traspaso de dichas propiedades a la Compañía *El Águila*.

En 1909 finalmente se dio por terminada la imprecisión existente respecto a la propiedad de los yacimientos, y se promulgó en su Artículo 2º la calidad de "propiedad exclusiva" al dueño del suelo, así como los "criaderos o deposito de materias bituminosas que yacen en el subsuelo".

Para 1910, poco más de la mitad de la producción petrolera era proveniente de las empresas de Pearson, pero también en esas fechas, *Pearson* estaba en medio de una



lucha de precios con la compañía estadounidense *Waters-Pierce*. Pero como se ha dicho, el gobierno de Porfirio Díaz había favorecido considerablemente a la empresa inglesa al imponer un impuesto a la importación de petróleo, lo que afectaba directamente a la *Waters-Pierce*, encareciendo la materia prima que utilizaba, ya que la filial de *Standard Oil* importaba todo el combustible que refinaba en México. En 1913, la empresa norteamericana aceptaría su derrota.

5.2.6 La revolución y el auge de la industria petrolera

Durante la segunda década del siglo XX e inicios de la tercera, la industria petrolera experimentó un trascendencia especial, debido a que en aquella época surgió el movimiento revolucionario y con ello afecto a las actividades petroleras de aquel entonces, ya que el gobierno trató de emitir las disposiciones legales necesarias para la explotación del crudo, justo cuando la extracción del petróleo por parte de las empresas obtuvo un éxito inimaginable (1910-1922). Por estas razones, a ésta etapa se le podría considerar como: la edad dorada de la explotación petrolera. Ya que por fin se lograba ver y comprender la prometedora capacidad productiva de México, gracias a sus ricos pozos. Por otro lado, la lucha revolucionaria no repercutió en la producción, ya que en ese tiempo las regiones petroleras estaban debilitadas, y en su mayoría, lejanas a los campos de batalla. Además, a nivel mundial entre 1911 y 1922, se vivió una prosperidad indiscutible en materia petrolera en la que se gozó de precios altos y una demanda cada vez mayor, esto debido a la primera Guerra Mundial y a que se inició la fabricación de automóviles en serie, por lo que los yacimientos mexicanos pudieron satisfacer la demanda mundial de hidrocarburos circunstancias que llevaron a nuestro país a ocupar un importante sitio entre los países productores de petróleo.

La actividad petrolera se desarrollo principalmente en la zona del Golfo de México, en los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí.

La región petrolera en general era de un clima húmedo, tropical, con poca población y aislada entre sí, provocando condiciones de vida más difíciles en comparación con la zona centro y templada del país. Sin embargo, con el inicio de la actividad petrolera, en especial desde el año 1906, comenzaron a poblarse más los pueblos y ciudades implicados y se creó un ambiente donde predominaban los comerciantes, incluyendo varios lugares de vicio, con pocas escuelas e iglesias.

La rama petrolera hasta 1910 prácticamente no reza relevante en cuestiones de la formación del producto nacional, ya que contribuía con tan solo poco más de un décimo del uno por ciento, lo que explica que el gobierno de Díaz se comportó tan bondadoso con el régimen fiscal que otorgó a los petroleros, que jamás se dio cuenta que tal actividad podría ser una fuente de recursos fiscales. Fue hasta la caída del Porfiriato que el gobierno federal al tener un incremento en sus gastos a causa del movimiento revolucionario recién iniciado, al exaltarse su sentimiento nacionalista, y aunado al



Capítulo 5

Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

fenómeno de la gran exportación de petróleo que había comenzado, decidió incrementar las cargas impositiva a los petroleros, marcando éste hecho como un factor muy notable de la historia del petróleo en México desde 1911.

Durante el gobierno de Madero, éste se encontró con un déficit en su presupuesto y la necesidad de tener más recursos previendo posibles rebeliones de distintos grupos, lo que llevó a incrementar la contribución petrolera, en 1912, la Federación estableció un impuesto de veinte centavos por tonelada de petróleo extraído. A dicha medida se opusieron tanto las compañías petroleras como el Departamento de Estado de los Estados Unidos. Ésta nueva política impositiva petrolera que iniciaba contribuyó en gran parte a que comenzaran dificultades entre los gobiernos de México y E.U.

De las tres fracciones revolucionarias, (la zapatista, la villista y la carrancista), la que más se ocupó del problema petrolero fue la carrancista. Cuando el fin de gobierno huertista se acercaba, las empresas petroleras estadounidenses cesaron de pagar impuestos, apoyando así la política de presión del presidente Wilson, quien estuviera en contra de Huerta desde el principio. La actitud anti-huertista de parte de Woodrow Wilson ocasionó inicialmente descontento entre los empresarios petroleros norteamericanos, pero después se unieron a dicha causa cuando los hizo percatarse de que ese tipo de gobierno de dictadura militar más que representarles estabilidad significaría una mayor influencia europea en México, en especial de Inglaterra. Luego de la caída de Huerta, la Secretaría de Fomento, Colonización e Industria comenzó, ordenado por Venustiano Carranza, proyectos para crear un sistema administrativo con el cual existiera un mayor control del gobierno sobre las actividades petroleras, esto a través de modificaciones en los reglamentos y leyes que la regulaban. En las Adiciones al Plan de Guadalupe del 12 de diciembre de 1914, el artículo 22 señala la revisión de la legislación en materia petrolera como una de los objetivos del gobierno de Carranza. Mientras se desarrollaba la pugna entre villistas y carrancistas, el 19 de marzo de 1915 se creó la Comisión Técnica del Petróleo, siendo ésta la primera acción de parte de Carranza para reorganizar la relación entre el gobierno y las compañías petroleras.

El 7 de abril de 1916, la Comisión Técnica del petróleo, dio a conocer un informe que finalizaba en lo siguiente: "*Por todas las razones expuestas, creemos justo restituir a la Nación lo que es suyo, la riqueza del subsuelo, el carbón de piedra y el petróleo...*". Sin embargo, como es bien sabido, el hecho principal realizado por Venustiano Carranza en el año de 1916 fue el de convocar un Congreso Constituyente en la ciudad de Querétaro, con el fin de elaborar una Carta Magna, la cual fuera congruente con la esencia y finalidades del nuevo gobierno. En materia del petróleo, el tema se trató de otra forma: en el párrafo IV del artículo 27 de la Carta Magna, se diferenció la propiedad del suelo y del subsuelo, y se estableció la restitución de los derechos de propiedad de los depósitos de petróleo a la nación. Además, el mismo párrafo cuarto de la Constitución, facultaba al poder Ejecutivo, en caso de que el interés público así lo



requiriera revisar y anular toda concesión y contrato petrolero celebrado a partir de 1876. Esto tenía el objetivo evidente de declarar como nulos todos los derechos adquiridos durante el régimen de Porfirio Díaz por las compañías extranjeras para reemplazarlos por un nuevo convenio.

Ahora lo que seguía era el de elaborar una ley reglamentaria sobre éste párrafo del artículo 27 y así precisar su contenido. Cuando terminó el gobierno de Carranza debido al movimiento militar dirigido por el general Álvaro Obregón en mayo de 1920, el proyecto de ésta ley se quedó entre los diputados y fue hasta después de tres años que éstos lo devolvieron levemente modificado a los senadores para que volvieran a considerarlo.

La etapa del auge petrolero terminó sin que existiera un verdadero ordenamiento legal sobre los hidrocarburos. Uno de los decretos más importantes fue el emitido el 13 de abril de 1920, cuando se dispuso de un gravamen tanto a la producción de petróleo y sus derivados, como el desperdicio de los mismos. Haciendo una comparación entre el porcentaje que la cantidad de impuestos pagados por las empresas petroleras representaron en los ingresos del Gobierno de Carranza de 1918 y los que obtuvo el gobierno federal en 1922, se logró hasta tres veces más la cantidad de recaudación en el año 1922.

Sin embargo los verdaderos problemas entre las empresas dedicadas a la industria del petróleo y el gobierno en el área legal, se dieron a raíz del decreto del 19 de febrero de 1919, en el que se establecieron nuevos impuestos sobre la producción y los títulos de propiedad y contratos de arrendamiento en calidad de regalías, y en su artículo 14 se mantenía que todo el petróleo en el subsuelo, en principio era propiedad de terrenos petroleros con fecha anterior a la de mayo de 1917, tenían que ser registrados en la Secretaría de Industria, y que aquellos que los tuvieran estaban obligados a solicitar una concesión por parte del gobierno previa a cualquier nuevo trabajo por comenzar.

Por otra parte, en lo que respecta a los trabajadores petroleros, su situación particular hacía que vivieran en condiciones diferentes a los otros trabajadores industriales, ya que aunque sus salarios eran mayores, también eran mayores sus gastos por alimento, vivienda, y demás gastos, además las condiciones de vida a las que estaban sujetos también eran más arduas.

En marzo de 1915, arribaron a la región petrolera los portavoces de la Casa del Obrero Mundial (COM) recientemente formada, que a tales fechas significaba el intento más deseoso por dar nacimiento a un movimiento obrero nacional agresivo. La COM veía en la zona petrolera un lugar muy prometedor. En 1916, las autoridades del gobierno de Carranza se toparon con la COM en la Ciudad de México y la clausuraron violentamente. Sus líderes trataron de formar otra organización que supiera a la que acaba de desaparecer, pero no lo lograron y no pasó mucho tiempo para que la Confederación

Capítulo 5



Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

Regional Obrera Mexicana (CROM) ocupara su lugar, la cual siempre trato de formar una relación más armónica con los gobiernos revolucionarios. Además, en el artículo 123 de la Constitución de 1917, los trabajadores petroleros, como fuerza laboral conjunta, hallaron una nueva legitimidad para exigir sus demandas laborales y de condiciones de trabajo, seguridad en el empleo, menores jornadas de trabajo y su derecho a organizarse. Al terminar la etapa dorada petrolera también acabo la propagación de la fuerza de trabajo industrial en la región tropical del Golfo de México, pero las organizaciones sindicalizadas de estos trabajadores no se eliminaron y el conflicto entre empresas y trabajadores serian después una constante en la vida social y política de la zona.

Después del golpe de estado llevado a cabo por los sonorenses a favor del general Álvaro Obregón, asesinaron a Carranza, el ambiente en aquel entonces parecía favorable, pero desde 1921 la situación empezó a cambiar dramáticamente. La baja en el precio mundial del petróleo crudo y la caída de la producción de los campos petroleros en México, produjo en las décadas de 1920 y 1930 la reducción de la importancia como nación petrolera, ya que en aquella etapa surgieron grandes descubrimientos en el mundo como: Maracaibo en Venezuela, que aparte gozaba de un entorno político mucho menos nacionalista.

Así que partiendo de 1922, las compañías le hicieron saber al gobierno mexicano y a la opinión pública que tal detrimento en su producción era ocasionada por la actitud negativa de las autoridades mexicanas hacia las empresas dedicadas a la actividad petrolera.

En 1925, con Plutarco Elías Calles en la presidencia de México, finalmente logró elaborar la ley reglamentaria del párrafo IV del artículo 27 constitucional, que en el mes de noviembre de ese mismo año, el Congreso aprobaría y entraría en vigor en diciembre. A partir de ella, se estableció un plazo de un año para que las compañías petroleras acudieran a las oficinas establecidas para reemplazar los viejos títulos de propiedad o arrendamiento, ofrecer las pruebas que constaran la realización del "acto positivo" que requería la ley y solicitar, por tanto, las "concesiones confirmatorias". Una vez más, surgieron los desacuerdos de parte de las empresas estadounidenses y anglo-holandesas por lo dispuesto en la nueva Ley, siendo el año de 1926 muy tenso en lo referente a las relaciones entre las autoridades mexicanas y las empresas.

Una empresa que merece ser mencionada en el presente trabajo es: Petromex, S.A., fundada en 1934 durante el gobierno de Abelardo L. Rodríguez, ya que tuvo la particularidad de ser una empresa con capital nacional público (en su mayor parte) y privado. Eso con el fin de dar al gobierno una participación directa en la producción del petróleo al mismo tiempo que competir con las empresas extranjeras y obligarlas así a que bajaran los precios de sus productos; pero, Petromex jamás logro producir la



cantidad que necesitaba para ser un competidor verdadero de las compañías con capital extranjero.

5.2.7 La expropiación petrolera

En 1935 se perfiló un panorama aunado con lo que ya venía pasando en años anteriores para que se concretara la expropiación del petróleo en México. Ese año, las compañías petroleras, sostenidas por capital extranjero, trataban de evitar la formación de sindicatos tanto lícita como ilícitamente, permitiendo solo la creación de sindicatos únicos por empresa petrolera y con condiciones laborales imperantes muy distintas una de la otra.

Luego de numerosas dificultades legales, especialmente en Tamaulipas y Veracruz, el 27 de diciembre de 1935 se formó el Sindicato Único de Trabajadores Petroleros. El 29 de enero de 1936, dicho sindicato se unió al Comité de Defensa Proletaria, del cual nacería, en el mes posterior, la Confederación de Trabajadores de México (CTM). El 20 de julio del mismo año, éste nuevo Sindicato organizó su primera convención, en la que elaboró un proyecto de contrato general con todas las empresas y emplazando a huelga para obligar su cumplimiento.

El entonces presidente Lázaro Cárdenas intervino como mediador ante las compañías, con la intención de lograr la firma del contrato propuesto. Tras un acuerdo, la huelga fue pospuesta por cuatro meses, que se convertirían en otros dos más. Mas todos los esfuerzos fueron infructuosos y jamás se logró que las empresas petroleras cedieran de alguna forma, y el 28 de mayo de 1937 se desató una huelga tal que paralizaría a todo el país al no despacharse gasolina por un periodo de doce días. En presencia de tal problema,

Cárdenas exhortó a la cordura y la huelga se suspendió mientras se esperaba algún fallo. Por su parte, las compañías alegaban que su situación financiera se hallaba con problemas financieros y que así no era posible cumplir con las demandas de los trabajadores. A raíz de estas declaraciones, empezó a investigarse al respecto, y la comisión de peritos encargada concluyó para el 3 de agosto del mismo año que: "*la industria petrolera mexicana produce rendimientos muy superiores a los de Estados Unidos*".

Con dicha aseveración, los empresarios petroleros se molestaron tanto que amenazaron con irse de México y llevarse todo su capital. Por otro lado, el asunto adquiría mayor complejidad, ya que estaba el emplazamiento a huelga y la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje no emitía su fallo, por lo que el tiempo seguía corriendo. Esto ocasionó que el 8 de diciembre de 1937 se llevara a cabo un paro general de 24 horas, como signo de protesta por el retraso. Finalmente, la Junta emitió su fallo favorable a los trabajadores diez días después, lo que significaba que las compañías petroleras debían pagar la cantidad de 26 millones de pesos de salario caídos de la huelga de mayo; pero los empresarios no lo aceptaron y recurrieron al amparo ante la Suprema



Capítulo 5

Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

Corte de Justicia, pero el 3 de marzo de 1938, la SCJN no les concedió el amparo además los obligo a subir los salarios y mejorar las condiciones laborales de sus trabajadores.

Tras la molestia de los dueños de las empresas, el presidente Cárdenas les propuso negociar ante el Sindicato que aceptaran los 26 millones de pesos en vez de los 40 millones, como se estaba exigiendo. Según se comenta entre algunos testigos, cuando Lázaro Cárdenas les estaba planteando el ofrecimiento a ser mediador, estos le preguntaron que quien garantizaba que con el pago, la huelga terminaría, a lo que él respondió: "Yo, el Presidente de la Republica", y sarcásticamente uno de los empresarios contestó: "¿Usted?". Entonces el presidente Cárdenas dio fin secamente a la conversación. Tal acción de desconfianza constituyó el detonante que el presidente finalmente necesito para acabar con el largo conflicto, y anunciar la expropiación petrolera.

El 18 de marzo de 1938 fue el histórico día en que, a las ocho de la noche, Lázaro Cárdenas se encontraba reunido solo con su gabinete al que le informó su decisión de expropiar la industria petrolera. Un par de horas mas tarde, a través de todas las estaciones de radio, era de dominio publico la nueva disposición. De ésta forma, la única compañía mexicana, Petromex, fue adquiriendo progresivamente las concesiones. El 23 de marzo se formó una gran manifestación de apoyo en la Ciudad de México. Otra muestra de respaldo muy especial fue la que se dio el 12 de abril en la que frente al Palacio de Bellas Artes, miles de mujeres de las distintas clases sociales llevaron su muy particular cooperación como pago para la deuda petrolera, desde gallinas hasta joyas valiosas. Posteriormente, el 7 de junio del mismo año, fue publicado el decreto de creación de Petróleos Mexicanos.

5.2.8 El inicio y consolidación de la nueva industria nacionalizada

Desde que PEMEX fue fundado en 1938 se le relacionó con la autoridad del gobierno, ya que el Ejecutivo era quien se encargaría para nombrar la mayoría del Consejo de Administración y para designar y remover al director general, además de las políticas de la empresa. También se aseguraba el manejo de la empresa por conducto de la revisión de sus ingresos y egresos a cargo de la Secretaria de Hacienda, así como de la política fiscal impuesta y por el control de precios regulado siempre por el Ejecutivo. Todo esto contribuyó para que Petróleos Mexicanos naciera con objetivos distintos a los de las empresas privadas.

Sin embargo, al principio no fue fácil la transición, ya que el problema con las compañías petroleras anteriores no se solucionó sino hasta 1947 cuando se firmó el último acuerdo que fue con la compañía el Águila. Por otro lado, la Segunda Guerra mundial jugo un papel importante para conseguir que se aceptara el trato por parte de las empresas, ya que, pese a que no había total aprobación de parte de ellas, el



Departamento de Estado Estadounidense estaba muy interesado en preservar la seguridad hemisférica, ya que las empresas afectadas exigieron a la Casa Blanca y al embajador estadounidense en México, que de inmediato se llevara una invasión armada a nuestro país. A juicio de algunos historiadores, también promovieron la rebelión del entonces gobernador de San Luis Potosí, el General Saturnino Cedillo.

Nuestro petróleo fue etiquetado como robado y las Cortes de diversos países ordenaron su embargo en los puertos de destino de los buques mexicanos. A fin de vencer el boicot de las empresas petroleras, México se vio obligado a vender crudo a la Italia de Mussolini y a la Alemania de Hitler.

Otro conflicto interno fue el del levantamiento de los trabajadores petroleros, afiliados al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) desde 1935, que con sus demandas laborales se convirtieron en parte significativo del proceso que finalizó con la nacionalización de las empresas extranjeras.

De 1947 a 1958, durante la dirección de Antonio Bermúdez, se aumentaron y fortalecieron las labores de exploración, lo que brindó los elementos necesarios para perforar un número en aumento de pozos de exploración en busca de depósitos nuevos. Además, Bermúdez solía decir que "... los precios pueden ser bajos para que constituyan en estímulo a la producción, pero no tanto que signifiquen un riesgo para el abastecimiento abundante y oportuno de los hidrocarburos."

Ahora bien, durante la presidencia de Adolfo López Mateos (1959-1964) fue designado Pascual Gutiérrez Roldán como director de PEMEX. La nueva política económica buscaba incentivar el desarrollo de la planta industrial a través de la producción de equipos, refacciones y otros insumos industriales usados por la empresa.

Durante esta administración, bajó el nivel de las actividades de exploración a causa de la preferencia otorgada a las inversiones en producción.

Después, la dirección de PEMEX fue ocupada por Jesús Reyes Heróles, quien asumió el puesto conociendo de fondo los conflictos internos de la empresa. Se comenzó por planear las nuevas labores de exploración, tan necesitadas de ser intensificadas, y para 1969, se habían estipulado ya cuáles serían los lugares que luego constituirían los descubrimientos importantes del sureste y el auge petrolero de finales de los años setenta. Otro logro importante conseguido en esa administración fue el de la rescisión de contratos-riesgo firmados con las empresas extranjeras. Para finales de los sesenta el control estatal sobre la industria del petróleo avanzó considerablemente. Y a las ya comunes dificultades financieras se añadieron las erogaciones realizadas por motivo del finiquito de los contratos-riesgo. El costo financiero pasaría hasta la administración de Antonio Dovalí Jaime.

Cabe destacar que desde el tiempo en que dirigía Antonio Bermúdez, pasando por Jesús Reyes Heróles hasta Antonio Dovalí, la política que se siguió no fue la de exportación, sino la de establecer precios internos que dieran respuesta a los costos de producción y



Capítulo 5

Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

comercialización de los productos hechos por PEMEX. En otras palabras, se intentaba lograr la autonomía financiera de la compañía por medio de la obtención de recursos internos mayores, sin tener tanta necesidad de los externos. Por ello, la capacidad productiva alentadora debido a los descubrimientos de los nuevos yacimientos del sureste, así como las posibilidades que representaba el incremento de precios en el mercado mundial, hicieron de la exportación de excedentes una alternativa viable para enfrentar los problemas financieros de la empresa; sin embargo, Bermúdez advirtió sobre el riesgo de convertir las reservas petroleras en reservas financieras.

En 1972 con el presidente Luis Echeverría, se tomó una medida para combatir la problemática financiera, y fue apresurar el incremento de las exportaciones petroleras.

Cuando José López Portillo subió a la presidencia, el cambio se efectuó de tal manera que el Estado promovió el desarrollo. La preocupación esencial fue enfocarse a satisfacer la captación financiera, iniciando así la fase expansiva "hacia fuera" de Petróleos Mexicanos. La captación financiera sería tanto directa; basada en el ingreso constante y ascendente de petrodólares, como indirecta; a través de la entrada de créditos externos, tanto para la compañía como para el gobierno federal. El nuevo enfoque se explicaba con la dirección de Jorge Díaz Serrano, el cual era apoyado totalmente por el Ejecutivo. Además, el director se vio favorecido por los prometedores recursos financieros que se vislumbraban transferir a la cuenta pública por medio de impuestos y la situación favorable que se presentó en el escenario internacional.

La expansión hacia el exterior se dio simultáneamente que la interna, multiplicándose así las inversiones en un ramo de la industria en donde los plazos de desarrollo son a largo plazo. Para 1982, una tercera parte de la deuda pública provenía de PEMEX. La estrategia de Díaz Serrano adoleció también de la creencia de que había un mercado cautivo para las exportaciones mexicanas, pero desde finales de los setenta existían señales evidentes de que las naciones industrializadas no eran solo cautivos de los países productores. De hecho, la política de "seguridad energética" adoptada por Estados Unidos no había logrado de México un proveedor tan asediado como se pensaba en nuestro país.

A pesar de la lucha histórica por la defensa del petróleo y su industria nacionalizada, las presiones no han disminuido en el tiempo. Todo lo contrario, las constantes presiones políticas de los Estados Unidos sobre México con el fin de asegurarse el suministro de petróleo, han dado origen a un reciente plan silencioso de privatización que se ha venido cumpliendo lenta, pero firmemente, dejando a PEMEX en la situación actual.

Cuando se llevaron a cabo las negociaciones del Tratado de Libre Comercio, el gobierno mexicano logró mantener firmemente la negativa de otorgar garantía de abasto, contratos de riesgo, libre importación de gasolina y gas, y apertura de gasolineras extranjeras.



Pero las presiones tienden a acentuarse en épocas de crisis financiera, como sucedió en el año de 1995, cuando a cambio del préstamo de 20 mil millones de dólares para mitigar el "error de diciembre", el gobierno dio en garantía la factura de la exportación de petróleo y se comprometió a fomentar la privatización de las centrales de generación eléctrica y complejos petroquímicos, así como a concesionar segmentos de distribución transporte y almacenamiento del gas natural.

Como consecuencia de la caída en 1998 del precio del petróleo a 9 dólares por barril, el gobierno firmó un acuerdo con el FMI comprometiéndose a privatizar los ferrocarriles, la banca y los aeropuertos, y se intentó sin éxito abrir el mercado eléctrico.

5.3 Zonas petroleras en México

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio mexicano han sido agrupados en tres regiones con fines de estudio, control y desarrollo: la Región Marina, la Región Norte y la Región Sur.

5.3.1 Región Norte

Es la más extensa del sistema petrolero nacional, con más de 2 millones de kilómetros cuadrados. Limitada al norte con Estados Unidos, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el río Papaloapan.

La región abarca los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, Estado de México, Morelos, Distrito Federal y parcialmente entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz.(Figura 5.3).



Figura 5.3 Región Norte

5.3.2 Región Marina

La región marina a su vez está integrada por dos regiones: la Marina Noreste y la Marina Suroeste.

5.3.2.1 Región Marina Noreste

Se encuentra ubicada al sureste del país dentro de la plataforma continental y talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 mil kilómetros cuadrados y queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas Campeche, Yucatán y Quintana Roo, figura 3.4.

Actualmente la región cuenta con dos activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, los cuales administran 25 campos. (Figura 3.5)



Figura 3.4 Región Marina Noreste

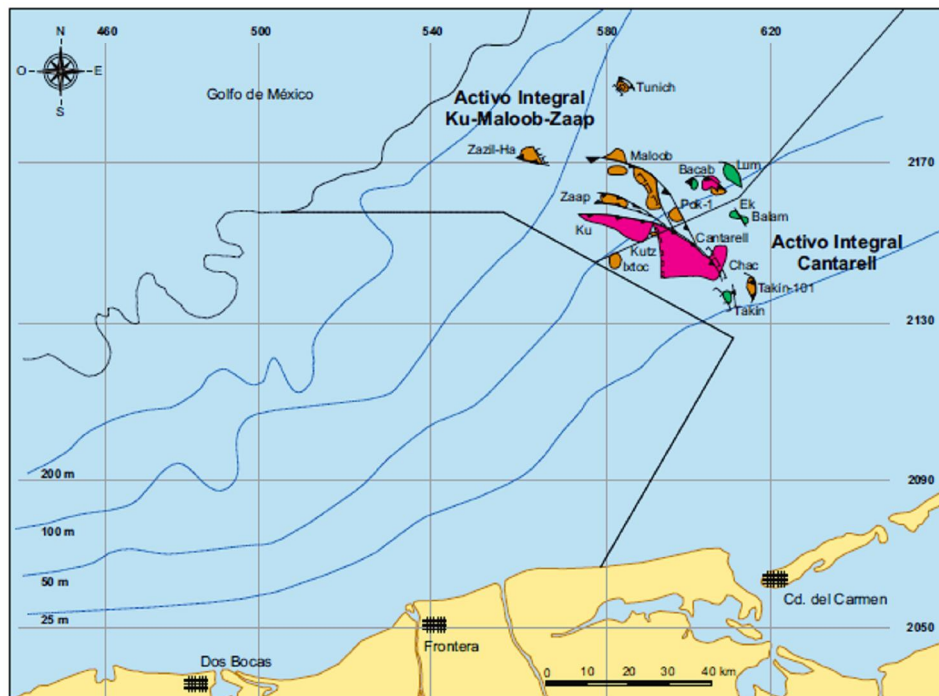


Figura 3.5 Campos en la Región Marina Noreste



Capítulo 5

Tanques de almacenamiento de petróleo crudo en México

5.3.2.2 Región Marina Suroeste

Se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Abarca una superficie de 352 390 kilómetros cuadrados en la parte sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección este con la Región Marina Noreste; al norte con las líneas limítrofes de aguas territoriales; y al oeste con el proyecto golfo de México de la Región Norte. (Figura 5.6). La estructura organizacional de la región al 1 de enero de 2009, está constituida por los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa.

Actualmente la región administra 66 campos con reservas remanentes, 17 de ellos con producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado, es decir, existe una proporción importante de campos por desarrollar. Cabe hacer mención que dentro de éste censo de campos, están incluidos 2 nuevos campos, que manifiestan los resultados positivos de los trabajos exploratorios en la región, y evidenciando al mismo tiempo un área de oportunidad para mantener e incrementar la producción de hidrocarburos a nivel regional y nacional. (Figura 5.7).



Figura 3.6 Región Marina Suroeste

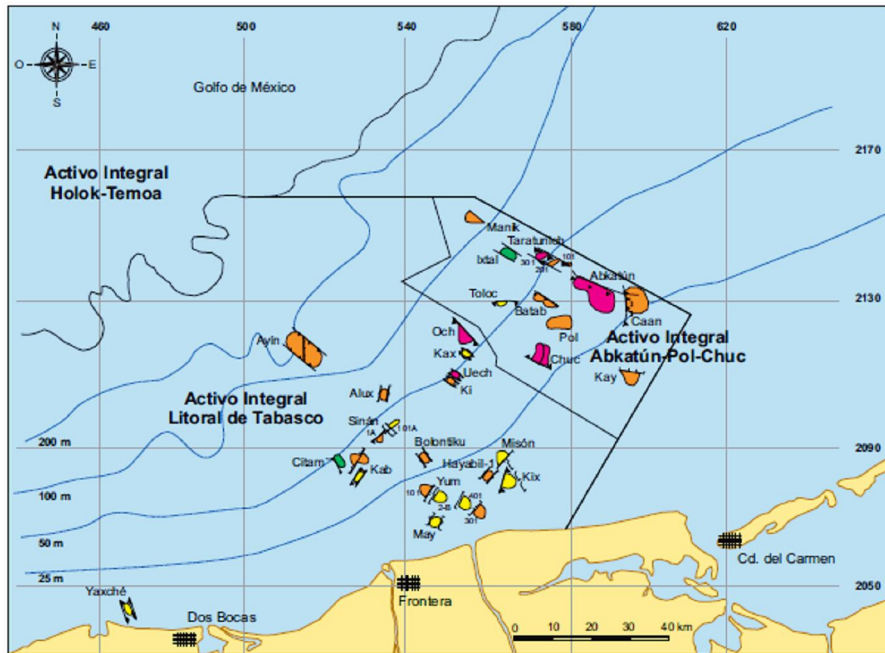


Figura 5.7 Campos petroleros de la Región Marina Suroeste

5.3.3 Región Sur

Se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limitada al norte con el Golfo de México con la Región Norte en el paralelo 18 grados, al noroeste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Su superficie es aproximadamente de 390 mil kilómetros cuadrados y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. (Figura 5.8)



Figura 5.8 Región Sur

5.4 Almacenamiento en México

Como resultado de la producción en México y la demanda de la población por hidrocarburos, se ha tratado de tener sitios específicos para que los hidrocarburos lleguen a lugares remotos tomando en referencia el lugar de extracción, para ello se ha decidido localizar por zonas los lugares donde se almacenan hidrocarburos, cabe mencionar que no solo almacenan petróleo crudo, sino que también almacenan derivados que se obtienen de los procesos en refinerías, las zonas mencionadas son: Zona Valle de México, Zona Centro, Zona Norte, Zona Sur y Zona occidente.

5.4.1 Zona Valle de México

- **Azcapotzalco, 18 de marzo.** Hasta 1991, actualmente un parque recreativo.
- **Satélite Oriente, Añil.**
- **Satélite Norte, San Juan Ixhuatepec.** Se encuentra ubicada en el poniente del municipio de Tlalnepantla de Baz, Estado de México. Inicio sus operaciones el 24 de abril de 1991, dentro de la zona industrial La Presa, Estado de México. Su ubicación estratégica permite el abastecimiento oportuno de combustibles a toda



la zona norte del Valle de México. También se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 45,000 [bls]. de agua de contra incendio. Figura 5.9

- **Satélite Sur, Barranca del muerto.** Se encuentra ubicada en la delegación Álvaro Obregón en el Distrito Federal. Fue inaugurada el 5 de julio de 1968, dentro del esquema de modernización establecido por el Gobierno Federal en el sector energético, a fin de garantizar la distribución de hidrocarburos en el área sur de la Ciudad de México. La zona de influencia que comercialmente atiende la Terminal son las delegaciones políticas como: Álvaro Obregón, Miguel Hidalgo, Cuauhtémoc, Coyoacán, Cuajimalpa, Magdalena Contreras, Tlalpan, Milpa Alta, Xochimilco y Tláhuac



Figura 5.9 Instalaciones de la terminal Satélite norte en San Juan Ixhuatepec

5.4.2 Zona centro

- **Celaya, Gto.** Es primordial para la distribución de 22 mil toneladas mensuales de lubricantes, 121 mil barriles de asfalto, 917 mil barriles de combustóleo, más de 5 mil toneladas de parafina, y 2 mil 400 toneladas de azufre.
- **Morelia, Mich.** Se encuentra ubicada en el Km. 18.5 de la Carretera Morelia – Tanzimbaro, Mich. La construcción de la misma surge como una medida de seguridad por parte de PEMEX Refinación, ante el crecimiento de la zona urbana en los alrededores de la antigua Terminal. Es un proyecto integral que incorpora las tecnologías de punta, e incrementa su capacidad operativa de productos a fin de satisfacer las necesidades de la creciente ciudad de Morelia y su entorno. La distribución de productos abarca el área: La Piedad, Zamora, Maravatio, Zacapu, Morelia, Angangueo, Volcán Paricutín, Pátzcuaro, Uruapan, Santa Clara del Cobre, Zitacuaro, San Juan Nuevo, Tacámbaro, Apatzingan, Colola y Lázaro Cárdenas. Figura 3.10



Figura 3.10 Área de distribución de productos de la central de Morelia

- **Toluca, Mex.** Inició operaciones, el 6 de octubre de 1966, está ubicada en el Km. 9.5 de la carretera México-Toluca en la Zona Industrial. Fue construida en una superficie de 82,200 m², libre de asentamientos humanos como medida preventiva de seguridad. Cuenta con sistemas de seguridad y red contra incendio como: una red de agua, sistema de inyección de espuma contra incendio subsuperficial y superficial para tanques de almacenamiento.
- **Tula, Hgo.** Inicia sus operaciones en conjunto y a un lado de la Refinería Miguel Hidalgo (R.M.H.), el 18 de marzo de 1976. Está ubicada a 5 km. de la cabecera municipal de Tula de Allende. Perteneciente al estado de Hidalgo, está a 84.5 km. al noreste del área metropolitana del D.F. sobre el km. 28.5 de la carretera Jorobas-Tula. Cuenta con una superficie de 146,658 m², urbanizada industrialmente en su totalidad con una franja de seguridad de 150,000 m² y alejada de cualquier centro urbano.

Otras estaciones de la región son:

- **Acapulco, Gro.**
- **Cuatla, Mor.**
- **Cuernavaca, Mor.**
- **Iguala, Gro.**
- **Irapuato, Gto.**
- **León, Gto.**
- **Puebla, Pue.**
- **Querétaro, Qro.**
- **Tehuacan, Pue.**
- **Uruapan, Mich.**
- **Zamora, Mich.**



5.4.3 Zona Norte

- **Santa Catarina, N.L.** Inició operaciones a principios de 1982, está ubicada en la Carretera Minera del Norte, Km 2.5 en el Municipio de Santa Catarina, Nuevo León. Fue construida en una superficie de 12 hectáreas, y libre de asentamientos humanos como medida preventiva de seguridad. Los combustibles que almacena y distribuye los recibe por un poliducto de 18" de diámetro rehabilitado en 1991, procedente de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa de Cadereyta, N.L., con el cual abastece los consumos del área Metropolitana de Monterrey y poblaciones del norte y poniente del Estado de Nuevo León. También por medio de poliductos suministra de combustible a los Estados de Coahuila, Durango y Chihuahua.

Otras estaciones de la zona son:

- **Aguascalientes, Ags.**
- **Ávalos, Chih.**
- **Cd. Juárez, Chih.**
- **Cd. Madero, Tam.**
- **Cd. Mante, Tam.**
- **Cd. Valles, S.L.P.**
- **Monclova, Coah.**
- **Nuevo Laredo, Tam.**
- **Sabinas, Coah.**
- **Saltillo, Coah.**
- **San Luis Potosí, S.L.P.**
- **Zacatecas, Zac**

5.4.4. Zona sur

- **Campeche, Cam.** Está ubicada en el kilómetro 8.5 s/n de la Carretera Campeche-Lerma, inició operaciones en 1946, su objetivo es: recibir, almacenar, distribuir y comercializar productos derivados del petróleo. Su área de acción cubre la totalidad del Estado de Campeche y el Sur de Quintana Roo con relación al mercado de Petrolíferos y para el caso de Combustóleo cubre la demanda energética para la generación de energía eléctrica para toda la Península de Yucatán. recibe los diferentes productos por buquetanque, los cuales a su vez son enviados desde la terminal marítima de Pajaritos, y que son elaborados en la refinería de Minatitlan. (Figura 3.11).



Figura 3.11 Terminal de almacenamiento y distribución en Campeche

- **Jalapa, Ver.** Se encuentra ubicada en el Km. 326 de la Carretera federal México-Veracruz, en una superficie total de 94,179 metros cuadrados. El 18 de marzo de 1968, en el aniversario número 30 de la Expropiación Petrolera, la planta fue inaugurada por el entonces presidente de la República el Lic. Gustavo Díaz Ordaz. La distribución de productos abarca el área: Jalapa, Coatepec, Banderilla, Cosautlán y Teziutlán. Cuenta con una capacidad instalada de seguridad como: un tanque de agua contra incendio con capacidad de 5000 [bls], bombas contra incendio, hidrantes, sistemas de inyección subsuperficial a tanques, sistemas de aspersores, alarma de altos decibeles, sistema de circuito cerrado de televisión, entre otros.
- **Villahermosa, Tab.** Inicia sus operaciones el 30 de Junio de 1980. Está ubicada a 1.6 Km del entronque de la carretera federal Villahermosa-Cárdenas, a la altura del Km 7 en dirección al ejido "Lázaro Cárdenas". Cuenta con una superficie total de 97,299 m². La Terminal fue construida para apoyar y comercializar los productos que elabora la Refinería Lázaro Cárdenas del Río, de Minatitlán, Ver., por medio de un ducto de 12" de diámetro. Aprovechando la localización geográfica y estratégica se proveen productos refinados del petróleo.



Así como también en las locaciones de:

- Mérida, Yuc.
- Minatitlan, Ver.
- Oaxaca, Oax.
- Pajaritos, Ver.
- Perote, Ver.
- Poza Rica, Ver.
- Progreso, Yuc.
- Salina Cruz, Oax.
- Tapachula, Chis.
- Tierra Blanca, Ver.
- Tuxpan, Ver.
- Tuxtla Gutiérrez, Chis.
- Veracruz, Ver.
- Escámela, Ver.
- Dos Bocas

5.4.5 Zona occidente

En la zona occidente se encuentran las siguientes estaciones:

- Cd. Obregón, Son.
- Colima, Col.
- Culiacán, Sin.
- Ensenada, B.C.
- El Castillo, Guadalajara, Jal.
- Guadalajara, Jal., Zapopan
- Manzanillo, Col.
- Mazatlán, Sin.
- Mexicali, B.C.
- Navojoa, Son.
- Rosarito, B.C.
- Tepic, Nay.
- Topolobampo, Sin.
- Guamúchil, Sin.
- Guaymas, Son.
- Hermosillo, Son.
- La Paz, B.C.S.
- Lázaro Cárdenas, Mich.
- Magdalena, Son.



6.1 Introducción

Con la aplicación de nuevas tecnologías en la construcción de tanques, se ha logrado reducir en gran medida la probabilidad de incendio en los contenedores de líquidos; como el petróleo y sus derivados, cuando un tanque es construido e instalado debidamente, la posibilidad de incendio es casi nula.

Un edificio común y corriente es más propenso a incendiarse que un tanque de almacenamiento, por lo tanto si dicho edificio está cerca del tanque, es más probable que el edificio ponga en peligro al tanque que en caso contrario.

Para proteger al tanque contra incendio y explosión, es importante proporcionar aparatos para controlar el fuego, adoptar métodos de diseño y construcción, medidas preventivas, así como también métodos de acción en caso de que se presenten dichos accidentes.

6.2 La explosión

El peligro de una explosión es un factor a cuidar en los tanques de almacenamiento de petróleo, puede surgir bajo ciertas circunstancias como: una chispa, una flama o el aumento de temperatura en la envoltura, combinados con un gas que haya rebasado su nivel de inflamabilidad, y que se encuentre mezclado con aire. Si el gas no ha rebasado esos niveles de inflamabilidad entonces será un incendio.

Los tanques de techo flotante ofrecen mayor seguridad por que reducen el espacio disponible para la formación de vapor, evitando la mezcla de vapor y aire. Las explosiones en estos tanques ocurren cuando se encuentran prácticamente vacíos, o cuando el techo esté reposando sobre sus topes que evitan el contacto del techo con el fondo del tanque, en estas condiciones se puede formar un espacio con vapores inflamables.

Otro problema es cuando el tanque esté demasiado lleno o que el techo se haya hundido.

Pero si los gases de hidrocarburos pueden conservarse dentro del tanque sin que se mezclen con aire, o si se evita el contacto con flamas o chispas suficientemente calientes, se reducirían al mínimo los riesgos de explosión e incendio, dicho objetivo se logra cuando en los techos flotantes se adapta una superficie de agua en el techo y sellos herméticos para los vapores, además de conectar las válvulas de venteo a tuberías con el fin de llevar los vapores venteados a un lugar seguro, (sistemas descritos en el capítulo 4), o en un mejor escenario conectarse a un sistema de recuperación de vapores.



6.3 Causas de incendio

Para evitar accidentes como: incendios, explosiones, derrames, o algún problema que ponga en peligro a los trabajadores o al material almacenado se han diseñado normas cuyo diseño cubre estos riesgos, pero a veces aún con los diseños, la posibilidad de un problema en los contenedores está latente, puede ser que el diseño y la construcción del mismo, se haga de forma irregular, dejando un trabajo que puede traer consecuencias devastadoras.

Los problemas más comunes que provocan incendios debido al mal diseño de los tanques, son los siguientes:

- **Apoyos inadecuados.** Como se ha visto en capítulos anteriores el tanque está apoyado en su base a una superficie que está diseñada bajo ciertos parámetros y adaptada a condiciones favorables para la erección del tanque, pero en ciertos casos se generan fallas en la estructura que soporta al tanque provocando asentamientos o que el tanque golpee al suelo provocando un derrame, hasta un incendio o explosión.
- **Mala ventilación.** Cuando los ductos y las ventilaciones que forman el sistema de venteo están mal instalados, representan un factor de riesgo considerable, porque cuando un tanque se encuentra expuesto al fuego este sistema permite liberar calor y presión, en caso de que el sistema sea inadecuado, el posible resultado sería una explosión producida por la expansión súbita de los vapores del líquido que ésta contenido en el recipiente. Para extinguir los incendios en tanques es importante enfriar la zona de la envoltura situada por encima del nivel del líquido para impedir el calentamiento del acero.
- **Fractura de tuberías y válvulas.** Es importante cuidar los aspectos de diseño considerados en las normas con el fin de evitar que el líquido almacenado pueda fugarse por medio de estos elementos, ya que si lo hacen y se genera un incendio, estos alimentarían al fuego, haciéndolo arder por más tiempo.
- **Mantenimiento inadecuado en el tanque.** Las partes esenciales del tanque como la envoltura, techo y fondo, deben someterse a una revisión periódica con el fin de evitar un mal funcionamiento que pueda provocar un accidente. La periodicidad de las revisiones están estipuladas en las normas, pero a veces sucede que no se llevan a cabo como se indica o que simplemente se omiten, esto genera que se incremente la posibilidad de una falla en la estructura.

Otros problemas que causan incendios y que son por causas donde el hombre tiene poca o nula responsabilidad, son:

- **Propagación de incendios.** El incendio genera calor, con ello se espera una reacción en cadena que ira poco a poco alcanzando lugares de alrededor (figura 6.1), llegando a afectar a otros tanques al menos con el calor provocado por el incendio, dicho calor podría generar un calentamiento o que alguna flama alcance tanques aledaños y provoque otro incendio. Para evitar dicho problema se ubican muros o paredes para fuego o derrames alrededor de los tanques de almacenamiento, (las características de dichos muros se encuentran en el capítulo 4).



Figura 6.1 Propagación del incendio

- **Afectación por incendios prolongados.** El incendio se puede generar de diferentes maneras, lo que importa es que se controle en cuanto se genere para que no alcance otras fuentes como tanques o tuberías, que prolongarían el incendio y aumentarían el nivel catastrófico del mismo.
- **Riesgos de rayos.** Estos incendios tienen su origen fuera del tanque o entre las placas del techo. En la vecindad de tales estructuras, la protección contra los rayos con frecuencia se logra erigiendo postes o torres altas y conectando el tanque a tierra.
- **Cargas estáticas.** Se pueden producir en una superficie de aceite dentro del tanque por fuerzas friccionales acumuladas en el espacio de vapor, que resultan de la descarga rápida al tanque de aceite. Estas cargas no pueden hacer tierra de manera instantánea, y en caso de que se proporcione repentinamente un paso conductor, como cuando se baja una cinta de acero para medir a la superficie de aceite y se permite que haga contacto con el techo del tanque que está a tierra, es



posible que se formen chispas estáticas, provocando un incendio o en el peor de los casos una explosión.

Otro factor capaz de producir cargas estáticas en la superficie del aceite dentro del tanque es: la inyección de vapor dentro del tanque de acero para aceite, con propósitos de limpieza o de extinción de incendios.

Claro está que los tanques de acero debidamente construidos y conectados a tierra presentan poco riesgo eléctrico.

- **Riesgos menores.** Las normas indican que es muy peligroso tener luces descubiertas y alambres eléctricos o fumar en las áreas cercanas al tanque, debido a que en caso de derrame, el líquido puede estar en contacto con las luces o con los alambres eléctricos, lo que podría ser un factor para incendiar el líquido. También los vapores que llegan a escaparse a la atmósfera son más pesados que el aire, y se acumulan en áreas cercanas al tanque; entonces fumar cerca de ellos, explosiones de plantas compresoras cercanas y las descargas estáticas ocasionadas por maquinaria en movimiento, pone en peligro al tanque, que en caso de encontrar algún depósito de gas, la flama se extendería rápidamente a través de la estela que han dejado los gases del tanque del cual escaparon a la superficie, dando como resultado el incendio del tanque de donde provienen dichos gases.

6.4 Evaluación del riesgo

Debido a que los riesgos anteriormente descritos están latentes en cualquier instalación de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles, se requiere de un plan integral para la prevención de accidentes industriales y contaminación ambiental que comprenda los siguientes aspectos:

- Reconocer la existencia de peligros inherentes al trabajo que pueden influir de manera adversa sobre los trabajadores, las instalaciones y el medio ambiente.
- Se recurre a una evaluación cualitativa y cuantitativa del riesgo llamado análisis de riesgo, para determinar las acciones necesarias a ejecutar con la intención de disminuir el riesgo a niveles aceptables.

El análisis de riesgo considera como una determinación de los acontecimientos no deseados que conducen a que el riesgo se concrete, analizando los mecanismos por los cuales podrían sobrevenir los acontecimientos no deseados, la estimación del alcance, magnitud y probabilidad relativa de cualquier efecto nocivo.

Es un instrumento de carácter preventivo, mediante la aplicación sistemática de tareas de análisis, evaluación y control de riesgos, con el fin de anticiparse a la posibilidad de liberación accidental de sustancias peligrosas y prevenir o mitigar su impacto potencial en caso de causar daños.



En el análisis de riesgo se busca dar respuestas a preguntas como:

- ¿Existen riesgos reales y potenciales?
- ¿Cuáles son?
- ¿De qué magnitud son?
- ¿Son aceptables?
- ¿Cómo se pueden eliminar o reducir?

6.5 Seguridad del proceso

El análisis de riesgo es de vital importancia para la seguridad del proceso, por que se desprenden de él muchos datos, que serán utilizados para ayudar a tomar decisiones acertadas.

El análisis de riesgo para la seguridad en procesos es un conjunto de técnicas susceptibles a aplicarse con el fin de identificar la magnitud y la probabilidad de diversos aspectos de riesgos potenciales en un proceso y para asegurar que se especifiquen medidas para la eliminación y control de estos riesgos.

El análisis de riesgos para la seguridad del proceso consta de cuatro fases que son: identificación de riesgos, análisis de consecuencias, determinación de probabilidad de ocurrencia y toma de decisiones.

- **Identificación de riesgos.** En ésta fase, se identifican las fallas o situaciones no deseadas, que pueden conducir a que el riesgo se concrete. Para encontrar dichas fallas se utilizan técnicas como: inspecciones planeadas o no planeadas, investigación de accidentes e incidentes, listas de verificación, tormenta de ideas, método Hazop, entre otras técnicas.
- **Análisis de consecuencias.** En ésta fase se busca dar respuesta a la pregunta ¿Cuáles pueden ser las consecuencias del riesgo?, una vez que se han identificado las circunstancias que notoriamente pueden dar origen a efectos nocivos de cierta magnitud, además de tener un modelo o modelos que relacionen la causa original identificada con los efectos previstos, de manera que puedan ser cuantificados, para ello se usan técnicas como: cualitativas y cuantitativas. Las primeras evalúan los riesgos potenciales de incendio, explosión y toxicidad de los materiales que se manejan en el proceso, así como también el riesgo total de esa unidad de proceso, estableciendo valores numéricos de castigo en función de las condiciones del proceso, instalaciones, materiales, espaciamiento, etc., además cuenta con un procedimiento para cálculo de perdidas económicas. Para las técnicas cuantitativas, se usan modelos matemáticos de: dispersión, fugas, explosiones y fuego.



- **Determinación de la probabilidad de ocurrencia.** El objetivo es, determinar la probabilidad de que el riesgo se genere. Se emplean técnicas que tratan de encontrar la probabilidad mediante registros históricos de accidentes semejantes, pero a menudo no se encuentran suficientes datos. Otros métodos más estructurados es el análisis de árbol de fallas o árbol de eventos, en los que se procede a asignar probabilidades haciendo uso de la información disponible.
 - **Árbol de fallas.** Es una metodología deductiva que parte de lo general a lo particular, identificando la combinación lógica de las fallas que puedan dar lugar a un evento de riesgo.
 - **Árbol de eventos.** Es un método inductivo, que parte de lo particular a lo general, identificando la combinación lógica de fallas consecuentes, iniciando en eventos primarios hasta identificar el evento de máximo riesgo.
- **Toma de decisiones.** El análisis de riesgos es una herramienta para decidir sobre que hacer ante un riesgo identificado y evaluado. El primer paso para decidir es definir si el riesgo es aceptable o no, esto significa que el riesgo en cuestión es igual que el riesgo que existe cuando la persona se encuentra en el hogar. El siguiente paso es establecer medidas preventivas, cuyo objetivo es establecer decisiones sobre las medidas correctivas y de prevención para: eliminar, reducir, transferir o aceptar los riesgos.

Para eliminar los riesgos se busca sustituir o modificar la tecnología como: sustitución de materia prima, modificación al proceso o refuerzo de la instrumentación. En caso de que los riesgos no puedan eliminarse, por razones económicas o técnicas imposibles, la reducción de los mismos será el siguiente paso, mediante la aplicación de estándares, códigos o medidas creativas propuestas por grupos multidisciplinarios altamente calificados. Si aun así no es posible ninguno de los pasos anteriores, se procede a transferir, asegurando las probables pérdidas mediante compañías aseguradoras. Y si al final de todo el proceso, es imposible hacer alguna fase anterior, se termina por aceptar, quedando debidamente documentado.

Finalmente quedan establecidos los riesgos jerarquizados mediante el establecimiento de programas o proyectos de mejora de acuerdo a la magnitud de sus consecuencias y a la probabilidad de que se convierta en accidente en un cierto lapso de tiempo, sin olvidar los objetivos inicialmente planteados.



6.6 Aplicación del concepto de análisis de riesgo para tanques de almacenamiento

Identificación de riesgos: para cumplir con ésta primera fase es necesario hacer una inspección general que consiste en un paseo o caminata planificada a través de un área completa, inspeccionando de manera visual problemas como soldaduras, tuberías, válvulas, para encontrar posibles lugares donde se pueda dar una falla provocando un derrame. O bien se realiza la inspección con base en una lista de verificación que tiene su origen en normas, las cuales indican que tipos de problemas pueden suscitarse, con los elementos que conforman el sistema, en éste caso, el tanque y sus partes. Dicha inspección se puede realizar una vez armado el tanque. El fin de establecer una lista con estas características es: establecer el marco técnico y las bases de diseño, comparar lo que existe con lo que debería existir.

Análisis de consecuencias: Es estudiar los efectos de incendios y explosiones, así como algunos accidentes que han ocurrido en tanques de almacenamiento. Los efectos causados por un incendio afectan: a las personas con quemaduras de piel, cuya gravedad de quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición, también pueden afectar zonas vecinas propagándose hacia estas con alta posibilidad de que éstas también se incendien. Para el caso de las explosiones, éstas afectan a construcciones cercanas dañando su estructura y con peligro también de que algún material salga disparado hacia estas zonas, si una persona llega a estar presente en caso de la explosión, podría perder la vida inmediatamente. La explosión causa también humo y gases calientes, que llegan a ser tóxicos y a formar atmósferas explosivas, su inhalación provoca quemaduras internas, además de que también puede provocar quemaduras externas para las personas.

Se debe realizar un estudio de accidentes pasados para encontrar la manera de prevenirlos y evitarlos.

6.7 Recomendaciones para prevenir incendios y explosiones

La presencia de líquidos inflamables y combustibles representa una amenaza latente, debido a que la combustión no controlada puede alcanzar niveles catastróficos. Para prevenir un incendio o una explosión, y controlar catástrofes donde se vean involucrados líquidos inflamables y combustibles, el ingeniero debe saber:

- Las propiedades de los líquidos inflamables almacenados
- La naturaleza de los procesos de incendio
- Procedimientos para reducir los riesgos de incendio y explosión
- Los métodos de control de incendio y explosión



Para prevenir los incendios y explosiones, es necesario conocer a detalle las características de los procesos, los materiales utilizados y su entorno para un diseño seguro de las instalaciones futuras, o mantenimiento de las instalaciones existentes, para llevarlas a niveles de seguridad aceptables.

La prevención de incendios necesita que las instalaciones, las operaciones, procedimientos, estructuras, y equipo en donde se almacenan líquidos inflamables y combustibles, estén diseñadas para ello, que reciban el mantenimiento de manera que no representen la causa o sean auxiliares de combustión accidental e incluyan medidas para que el personal pueda abandonar instalaciones con facilidad y seguridad en caso que ocurra el incendio.

Se deben minimizar las condiciones de un incendio o explosión potencial, por la existencia de estas sustancias peligrosas, evitando el contacto entre el líquido y sus vapores, con chispas, corrientes eléctricas o flamas.

Se busca prevenir que el tanque de almacenamiento y el sistema de tuberías se debiliten en caso de que sufra un incendio, por ello se debe hacer una muy buena construcción, siguiendo normas de diseño y usando materiales adecuados.

Y con base en lo anterior, la mejor forma de evitar un incendio o explosión, es haciendo una adecuada construcción del tanque, pero para que se evite por completo es necesario que aparte de un buen diseño, llevar a cabo procedimientos operativos correctos y un óptimo entrenamiento del personal.

6.8 La naturaleza del incendio y de la explosión

El fuego es una reacción de combustión, en la cual una sustancia llamada combustible, se combina con un oxidante llamado comburente, y es acompañada de la emisión de energía, parte de ésta energía es utilizada para mantener la reacción. Mientras que el incendio es un fuego no controlado que puede causar daño a las personas, a las instalaciones y al medio ambiente.

Para explicar la naturaleza del fuego, se utiliza la teoría del tetraedro (figura 6.2), en donde se indica que los elementos esenciales para que se efectúe la combustión son combustible, reacciones de combustión en cadena, fuente de ignición y oxidante, descritas a continuación:

- **Combustibles.** Los combustibles pueden presentarse en los diferentes estados de la materia, pero avocándonos al objetivo de éste trabajo, se tomarán en cuenta los líquidos inflamables y combustibles, estos se evaporizan cuando se mezclan con el oxígeno inmediatamente antes de la combustión, la formación de vapores se controla con la temperatura del líquido. En éste tipo de fluidos la temperatura de

inflamación, los límites de inflamabilidad y la densidad de los vapores formados, además de otros factores son los que afectan la posibilidad y magnitud de incendio.

- **Oxidantes.** El oxígeno que generalmente se encuentra en el aire, forma parte de la reacción de combustión, pero existen otros compuestos que al reaccionar actúan como oxidantes, liberando luz y calor durante su reacción.
- **Reacciones en cadena y combustión.** Es el proceso que permite la propagación y continuidad del incendio, siempre que se mantenga el aporte de energía de los combustibles, del oxígeno y de la fuente de ignición.
- **Fuentes de ignición.** La fuente de ignición debe suministrar suficiente calor para que el líquido alcance la temperatura de ignición y se inicie la combustión, esto se puede generar mediante una chispa ocasionada por: equipo eléctrico, una flama que provoca el encender un cerillo o un cigarro, electricidad estática, superficies calientes, calor, entre otras.

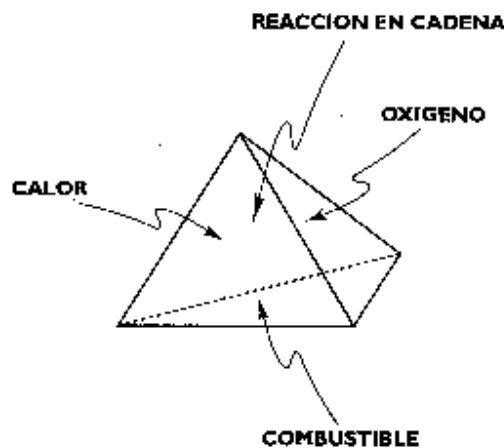


Figura 6.2 Tetraedro del fuego



6.9 Las explosiones

La diferencia entre un incendio y una explosión es la velocidad con la que se libera la energía, en el incendio es más baja que en una explosión en donde típicamente se libera en microsegundos, el incendio puede resultar de una explosión o viceversa.

Cuando se producen explosiones de gases, que en general son catastróficas, se debe a que cuando se liberan y dispersan con el aire considerables cantidades de material inflamable, generando una nube de vapor explosiva antes de que se tenga la fuente de ignición, que al contacto con ésta el resultado suele ser una explosión, que de acuerdo a la cantidad del gas acumulado y de su nivel de inflamabilidad será la magnitud de la explosión.

6.10 Reducción de los riesgos

De acuerdo con la naturaleza del fuego el factor que reduciría en gran medida el riesgo es el combustible, ya que si evitamos que se encuentre en contacto con el aire, se eliminan factores que como el agente oxidante para la creación de fuego, ésta es una ventaja que tienen los tanques de techo flotante y de membrana interna con respecto a los techos fijos, ya que como el techo está sobre el nivel del líquido, se evita que los vapores que están en contacto con el techo puedan combinarse con el aire.

Para el caso de las instalaciones de almacenamiento y tanques de almacenamiento es necesario que el diseño del mismo cumpla con factores muy importantes como: un diseño correcto de los componentes del tanque y del equipo ubicado en las cercanías de estos, adaptación de sistemas de seguridad, procedimientos y capacitación de operación y de seguridad, darán los elementos suficientes para prevenir los riesgos de incendio y explosión, además de estar en acuerdo con los requerimientos de la norma NFPA – 30 descrita en el capítulo 4.

Otro factor importante es el considerar la dirección del viento para el control de los vapores que se han escapado o se ventearon de los tanques, y evitar que el viento los lleve a fuentes de ignición. Debido a esto los venteos atmosféricos y los sistemas de venteo de emergencia deben localizarse con base en el movimiento del viento y que deberán llevarse los gases a una zona fuera de peligro.

Las barreras, paredes de contrafuego y derrames como se vio en el capítulo 4, se consideran solo cuando en caso de derrame el líquido tenga la posibilidad de llegar a una fuente de ignición. En caso de que el espacio no sea suficiente los muros pueden proveer una coraza para proteger del calor al equipo y que el personal tenga una forma segura para escapar sin que sufran de el calor radiante proveniente del incendio. Las paredes tienen una desventaja, que impiden la ventilación natural del área, además de incrementar la intensidad de la explosión.

Capítulo 6



Ingeniería de protección contra incendio para tanques de almacenamiento atmosféricos

Las áreas de carga y descarga pueden generar derrames, la distancia que tendrán estas áreas del tanque están en función del líquido almacenado en el tanque, con el fin de evitar que un incendio en dicha área afecte directamente al tanque.

Las áreas adecuadas para el mantenimiento del equipo deberán ser de fácil acceso a cada pieza del equipo, para inspeccionarse, pintarse, limpiarse o soldarse, éste último deberá de separarse de las zonas de fuentes combustibles, pero en caso de que se tenga que soldar algún elemento como la envoltura interna o el fondo del tanque, es necesario que se suelde cuando no haya presencia de líquido y vapores, para ello se espera a que se evapore el líquido y que se ventilen los gases remanentes.

Los tanques de almacenamiento a presión atmosférica, están sujetos a reglamentos municipales, esto hace que estén obligados a alejarse de zonas muy pobladas, residenciales o cerca de escuelas y hospitales. Debe existir una separación de tanques que depende de los líquidos almacenados, cuya descripción se halla en el capítulo 4.

Se toma en cuenta múltiples factores con la finalidad de escoger el lugar donde estará el tanque, dichos factores toman en cuenta:

- **Índices de reforestación.** Las zonas que están protegidas, cuyo objetivo es la conservación de recursos naturales, en dicha zona no se podrá instalar el tanque, pues pone el riesgo el ambiente natural de la región.
- **Rutas de evacuación.** Fuera de las instalaciones de almacenamiento, se debe tener una salida en caso de que se presente un incendio, para permitir el acceso de los profesionales que puedan controlarlo, y para la partida del personal en riesgo.
- **Datos demográficos.** Estos datos sirven para cuantificar el daño que ocasionaría el incendio, para ello se toma en cuenta la densidad de la población, características de la población, calidad de la vivienda, etc.
- **Sistema afectable.** Son los inmuebles que están expuestos a sufrir daños en caso de derrame, incendio o explosión, como: escuelas, hospitales y casas.
- **Albergues y refugios temporales.** Estos están previstos para que en caso de que el siniestro afecte a la población y se tenga que evacuar, no se improvise, al contrario ya se tenga un refugio para la gente afectada.
- **Grado de vulnerabilidad.** Que tanto afectaría el accidente al suelo y a la vegetación.



- **Suministro de agua potable.** Es necesario contar en las cercanías de las instalaciones con un sistema abastecedor de agua, especialmente para las pruebas de los tanques, y extinción de incendios, principalmente.
- **Sistema perturbador.** Son factores clasificados de acuerdo al origen del riesgo, que afectan de manera directa a la integridad del tanque, y en la mayoría de los casos relacionados con causas naturales. Los tipos de orígenes de riesgos antes mencionados son:
 - **Riesgo de origen.** Son eventos socio-organizativos provocados por el hombre como: guerrillas, huelgas, marchas.
 - **Riesgo de origen hidrometeorológico.** Son factores provocados por la naturaleza, que causan problemas al tanque, como: temperaturas extremas, fenómenos meteorológicos, como: erosión, lluvias, sequías, vientos fuertes, inundaciones, maremotos represiones atmosféricas y huracanes.
 - **Riesgo de origen geológico.** Hundimientos, derrumbes, deslizamientos, fallas, vulcanismo, fracturas, deslaves, acarreo de material, sismos, etc.

También se deben tomar en cuenta sistemas de seguridad ya que juegan un papel muy importante en la prevención de incendios y la minimización de sus efectos. El principal propósito de un sistema de seguridad es detectar las situaciones que pudieran provocar un incendio, pero una vez suscitado el incendio el objetivo del sistema es minimizar el efecto del incendio, evitando que se suministre más fluido al fuego, no acumulando más combustible.

Es necesario agregarle un sensor que evite el derrame provocado por sobre flujo al tanque, a menos que sean operaciones supervisadas continuamente o que el sobreflujo sea desviado a otra parte del proceso. También se instala un sensor de temperatura para cortar la fuente de calor cuando la temperatura de fluido en el proceso llegue a ser excesiva.

Debe instalarse arresta flamas para evitar la entrada de las llamas hacia el interior del tanque.

Se deben instalar drenajes y diques para evitar que los líquidos contenidos en los tanques lleguen hasta los canales, ríos o terrenos contiguos en caso de rotura. Mediante sistemas de captación remotos, diques, drenajes pluviales y trampas de aceite se evita que el líquido pueda causar daños ecológicos graves.

Capítulo 6



Ingeniería de protección contra incendio para tanques de almacenamiento atmosféricos

Las cimentaciones, deberán tener apoyos adecuados, que proporcionen resistencia a la estructura con el fin de resistir un posible sismo, además de adicionarle protección con materiales resistentes, que en caso de incendio puedan soportarlo al menos dos horas.

Se debe verificar que las operaciones realizadas por el personal se lleven a cabo de manera segura para evitar la generación de un incendio accidental en las plantas, para ello el personal tiene que estar capacitado para llevar a cabo sus deberes y responsabilidades, asimismo, debe estar atento a circunstancias que podrían generar un incendio, y en caso de encontrarlas, saber las medidas de acción para evitar accidentes.

Cuando se lleva a cabo la limpieza del tanque para repararlo, es necesario adoptar medidas de seguridad para proteger la integridad del personal encargado de ésta operación, para ello es importante adoptar las medidas de precaución necesarias para evitar la inflamación de vapores y que dichos vapores sean inhalados por los empleados, mismos que deben conocer perfectamente los riesgos de incendio y explosión y los procedimientos para realizar las operaciones con la debida seguridad.

En algunos casos, la zona de vapores del tanque, puede llenarse con gas inerte para crear una atmósfera segura.

Para eliminar los residuos líquidos o sólidos que pueden emitir vapores inflamables durante la realización de trabajos en caliente como el proceso de soldadura, los residuos son retirados con vapor, productos químicos, o cualquier cualquier método adecuado.

Deberá haber ventilación continua en los tanques, para que exista un ambiente seguro en el tanque, ya que es posible que cuando durante alguna operación, se generen vapores tóxicos.

Antes de realizar cualquier operación para la limpieza, modificación o reparación, es necesario aplicar una prueba de vapores inflamables.

Se requiere de inspecciones periódicas que permiten verificar el espesor de la placa metálica del tanque y compararlos con los valores límites de seguridad para evitar la formación de esfuerzos excesivos en la envolvente. Las pruebas se detallan en el capítulo 3.

Se debe crear un programa para la prevención, protección y combate de incendios el cual debe incluir lo siguiente:

- Los procedimientos de seguridad para prevenir riesgos de incendios, y en caso de incendio, los procedimientos para regresar a condiciones normales de operación.
- El tipo y la ubicación del equipo de combate de incendios.
- Deben practicarse simulacros al menos una vez cada doce meses, con la participación de todos los trabajadores, con el fin de: ubicar las rutas de evacuación, de las salidas de emergencia y de las zonas de seguridad; lo relativo a la solicitud de auxilio a cuerpos especializados para la atención de la emergencia.



- Establecer un plan de emergencia por escrito para casos de emergencia que contenga las actividades a desarrollar por los integrantes de las brigadas.

6.11 Brigadas

Las brigadas son los grupos de personas organizadas y capacitadas para emergencias, mismos que serán responsables de combatirlos de manera preventiva o ante la eventualidad de un alto riesgo. Las brigadas se clasifican de acuerdo al objetivo que estas tienen; de las cuales destacan:

- De evacuación
- De primeros auxilios
- De prevención y combate de incendios
- De comunicación

Perfil de los brigadistas

- Vocación de servicio y actitud dinámica
- Tener buena salud física y mental
- Disposición de colaboración
- Don de mando y liderazgo
- Conocimientos previos en la materia
- Capacidad para toma de decisiones
- Criterio para resolver problemas
- Con responsabilidad, iniciativa, formalidad, aplomo y cordialidad

Funciones y actividades de los brigadistas

- Ayudar a las personas a conservar la calma en caso de emergencia
- Difundir entre los trabajadores, una cultura de prevención de emergencias
- Suplir o apoyar a los integrantes de otras brigadas cuando se requiera
- Cooperar con los cuerpos de seguridad externos
- Implementar, colocar y mantener en buen estado las señalizaciones
- Contar con un censo actualizado y permanente del personal
- Ser guías y retaguardias en ejercicios de desalojo y en eventos reales
- Conducir a las personas a un lugar seguro, a través de rutas libres de peligro
- Contar con un listado de personas que presenten enfermedades crónicas, y tener los medicamentos específicos para tales casos
- Realizar, una vez controlada la emergencia, el inventario de los equipos que requerirán mantenimiento

Capítulo 6



Ingeniería de protección contra incendio para tanques de almacenamiento atmosféricos

- Intervenir con los medios disponibles para tratar de evitar que se produzcan daños y pérdidas en las instalaciones como consecuencia de una amenaza de incendio
- Proporcionar mantenimiento al equipo contra incendio
- Verificar que no exista acumulación de material inflamable
- Verificar que las instalaciones eléctricas y de gas, reciban el mantenimiento preventivo y correctivo de manera permanente, para que las mismas ofrezcan seguridad
- Contar con listado de números telefónicos de los cuerpos de auxilio en la zona
- Hacer llamadas a los cuerpos de auxilio
- Dar informes a la prensa



7.1 Diseño del tanque

Se pretende que un tanque de techo fijo con una capacidad de 55 000 [bl], 12 [m] de altura, 20 [m] de diámetro, con ángulo en la unión de cuerpo-techo de 16°, con techo de 6.35 [mm] de espesor, trabaje a una presión de 10 [kPa], almacenando petróleo crudo, además el techo aporta un peso total a la envoltura de 2111000 [N]. Calcular el área de compresión requerida, y determinar si la presión a la cual se planea que trabaje está en los rangos permitidos.

Para determinar el área, se usa la ecuación 3.11.

$$A = \frac{D^2(P_i - 0.08t_h)}{1.1(\tan \theta)}$$

Sustituyendo:

$$A = \frac{(20)^2[(10 - (0.08)(6.35)]}{1.1(\tan 16)} = 11,362.63 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Para determinar si la presión está dentro del rango, es necesario determinar primeramente la presión máxima permisible usando la ecuación 3.6, sin considerar carga de viento.

$$P_{\max} = \frac{0.00127D_{LS}}{D^2} + .08t_h - \frac{0.00425M}{D^3}$$

Sustituyendo:

$$P_{\max} = \frac{(0.00127)(2111000)}{20^2} + (0.08)(6.35) - 0 = 7.2104 \text{ [kPa]}$$

Capítulo 7



Ejemplo de protección contra incendio para un tanque de techo fijo de 55 000 [bl]

Se calcula la presión de falla con la ecuación 3.8

$$P_f = 1.6P - 0.047t_h$$

Sustituyendo:

$$P_f = (1.6)(10) - (0.047)(6.35) = 15.70155 \text{ [kPa]}$$

Y como la P_{\max} no debe ser mayor al 80% de la presión de falla

$$P_{\max} \leq 0.8P_f$$

Sustituyendo:

$$P_{\max} \leq 0.8(15.70155) = 12.56124 \text{ [kPa]}$$

Por lo tanto la presión con la que se desea trabajar es óptima.



El propósito principal de ésta tesis fue señalar la importancia que tienen los tanques de almacenamiento en la industria petrolera, el diseño de tanques para su construcción y su protección contra incendio, señalando los sistemas que se emplean en los tanques para evitar, controlar y extinguir un incendio. De éste trabajo se desprenden las siguientes conclusiones:

- 1.** Tomando en cuenta la volatilidad del fluido almacenado, la presión a la que se someterá el mismo y el objetivo del tanque, ya sea de almacenamiento o producción, son factores que determinarán que tipo de tanque se usará.
- 2.** Los tanques de techo fijo son los más económicos en su diseño, debido a que no necesitan una gran cantidad de accesorios.
- 3.** Se recomienda el uso de tanques de techo flotante cuando el líquido a almacenar sea inflamable, así se evita la perdida por evaporación de líquido almacenado.
- 4.** Es importante tomar en cuenta una correcta selección de sellos en los tanques para el espacio anular que es el espacio entre la envoltura del tanque y el techo flotante, para evitar perdidas por evaporación.
- 5.** Los venteos normal y de emergencia en los tanques juegan un papel muy importante, ya que cuando existe una presión excedente en el tanque el venteo normal evita que se presenten daños en las placas que conforman la envoltura, y el venteo de emergencia, en caso de incendio permite aliviar la presión generada por el mismo en el interior del tanque evitando que el incendio se incremente.
- 6.** La importancia de las normas radica en que son una serie de sugerencias y reglas cuyo objetivo es armar tanques con calidad, eficiencia y seguridad, ya que son el resultado de equivocaciones, circunstancias adversas, pero también de resultados positivos, que se han presentado a lo largo del tiempo, además de permitir sacar el máximo provecho al tanque y cuidar la vida útil del mismo.
- 7.** Un buen diseño para tanques de almacenamiento consiste en considerar los materiales, las placas, las juntas, las soldaduras y el tipo de accesorios que son óptimos para el tipo de tanque que se está diseñando, con base en el diámetro y la altura que el tanque tendrá.
- 8.** Las pruebas a tanques permiten evaluar diferentes características y procesos antes, durante y después de la puesta en operación del tanque, de ésta manera se puede estudiar las calidades de las placas de acero y de las soldaduras,

Conclusiones



Prevención de incendios en tanques de almacenamiento de petróleo crudo

- la instalación de las conexiones dentro y fuera del tanque o para medir la hermeticidad del tanque. Dichas pruebas tienen por objetivo detectar deformaciones, fugas o defectos, para conservar la integridad del tanque.
- 9.** Se usa la espuma para la extinción de incendios, debido a que excluye el aire que alimenta al fuego y a que se disgrega lentamente, además enfría al combustible, y con un gasto adecuado extingue el fuego progresivamente.
 - 10.** Las características de una espuma ideal son: velocidad de caída, resistencia al calor, resistencia al combustible, supresión de vapor y tolerancia de alcohol.
 - 11.** Los sistemas para la generación de espumas son: monitores, boquillas, cámaras, inyección subsuperficial de espuma y mangueras, estos deben seleccionarse con base en: condiciones de viento, el alcance de la espuma en los sistemas y posibles obstrucciones, con el objetivo de ubicarlos en una posición tal que la espuma se aplique a toda el área propensa al fuego.
 - 12.** Las medidas de prevención y control de incendios deben determinarse por medio de una evaluación de ingeniería y aplicación de principios sólidos de protección contra incendios e ingeniería de procesos.
 - 13.** El análisis de riesgo representa un plan integral para la prevención de accidentes, consiste en reconocer peligros en el área de trabajo que pueden repercutir en las instalaciones, el medio ambiente o los trabajadores, y así determinar las acciones necesarias a ejecutar con el fin de proteger los parámetros mencionados.
 - 14.** Los elementos necesarios para que se genere un incendio son: una fuente de ignición, combustible, reacción en cadena y oxígeno, en presencia de un fuego, la manipulación de cualquiera de estos elementos, permitirá poner fin al siniestro.
 - 15.** El presente trabajo brinda al ingeniero petrolero una visión amplia de actividades relacionadas con el almacenamiento, menciona y describe sistemas para protección de incendios que en las clases de la facultad casi no se mencionan.
 - 16.** El principal problema a vencer para evitar accidentes, es la falta de atención por parte del personal, ya que de hacerlo las actividades comunes de los trabajadores no pondrían en peligro su vida, además de generarse ellos mismos un ambiente seguro.



Ingeniería de producción de petróleo, explotación de los campos petroleros. Lester Charles Uren.

API – 650 Welded steel tanks for oil storage, 2007.

Diseño y cálculo de tanques de almacenamiento, Juan Manuel León Estrada, ed. 1994, México D.F.

Manual de recipientes a presión, diseño y calculo. Eugene F. Megyesy. Ed. Limusa Noruega, séptima edición.

Manual de Cryoplants en español, para la fabricación de tanques.

Catálogo circle systems, Inc., en español. Partículas magnéticas para inspección de materiales Pág. 4.

NFPA 11 – Normas para espumas de baja, mediana y alta expansión, 2005.

NFPA 30 – Código de líquidos inflamables y combustibles, 2005.

NRF 113 PEMEX 2007. Diseño de tanques atmosféricos.

NOM-002-STPS-2000, Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.

Control de riesgos de accidentes mayores, Kliesch W. J. ed. Alfaomega, 1993.

Nociones fundamentales de seguridad e higiene industrial. Ed. Limusa, 2001.

Las reservas de hidrocarburos de México, 2008 PEMEX.

Instalaciones petroleras 2002, PEMEX.

<http://www1.pep.pemex.com/Publicacion/PlataformaPEP/08/pdfs/petroleoHistoria.pdf>

http://www.repsol.es/br_pt/corporacion/conocer-repsol/actividad/upstream/libro-petroleo.aspx

<http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>

Historia general de las cosas de la nueva España, Bernardino de Sahagun, ed. Pedro Robredo, México 1938, Vol. III, p. 72

Bibliografía



Prevención de incendios en tanques de almacenamiento de petróleo crudo

Episodios de la sangrienta lucha por el petróleo mexicano, Gabriel Antonio Menéndez Ediciones Bolsa Mexicana del libro, S.A., México, 1958, p. 285.

La industria petrolera en México, una crónica. Lourdes Celis Salgado. Edición de Petróleos Mexicanos, México 1988, Vol. I De los inicios a la expropiación, p. 32

Carta de Matías Romero al ciudadano Ministro de Relaciones Exteriores en Chihuahua. Washington. Abril 5 de 1865, en: Benito Juárez: Documentos, discursos y correspondencia, Jorge Tamayo, (compilador), Editorial Libros de México, México, 1974, Vol. IX, Pág. 791

Petróleo, pasado, presente y futuro de una industria mexicana. Fondo de cultura económica, José Domingo Lavín, México 1976, p.40

Boletín del petróleo Vol. 3 1913 p. 220, PEMEX

Petróleo y Nación, Lorenzo Meyer e Isidro Morales. Fondo de cultura económica, México 1990 p 47 y 48

Sagrada escritura