

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO
Y PETROQUIMICA



**“DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS LIQUIDOS E IMPACTO AMBIENTAL”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUIMICO**

PRESENTADO POR:

CARLOS ALFONSO BARRIOS REATEGUI

PROMOCION 1997-0

LIMA – PERU - 2002

AGRADECIMIENTO

La presente tesis ha sido realizada gracias a la empresa Petroleos del Perú S.A., Unidad de Negocios Refinería Conchán, y fue desarrollada en la División de Ingeniería de Proyectos, Departamento Técnico.

Agradezco al Ingeniero Alfredo Coronel Escobar, jefe de proyectos en ese entonces, y al personal del Departamento Técnico, por su colaboración.

Además, de manera especial deseo expresar mi gratitud al Ingeniero Ernesto Barreda Tamayo, al Ing. Germán Grajeda y a la Ing. Virginia Quispe, por su valioso asesoramiento.

Carlos Alfonso Barrios Reátegui

Gracias a Petroperú, seguiremos mejorando la calidad de vida

CONTENIDO

	Pág.
Introducción	5
a) Antecedentes	5
b) Objetivos del Trabajo	6
Capítulo 1: Evaluación de los Factores Cualitativos y Cuantitativos para el Diseño de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos	7
1.1 Tipo de almacenamiento	8
1.2 Selección del lugar – Accesibilidad – Topografía Carácter del suelo	17
1.3 Determinación de la capacidad de almacenamiento	26
1.4 Condiciones de selección – Aspectos económicos	28
1.5 Principales condiciones operativas y propiedades físicas del fluido almacenado	31
Capítulo 2: Diseño Básico de Tanques de Acero (Nociones de Diseño)	42
2.1 Estudio de los materiales	48
2.2 Factores de diseño	49
2.3 Detalles de cimentación	59
2.4 Diseño de juntas (uniones)	65
2.5 Cálculo del espesor de planchas	70
2.6 Accesorios de techo y de cilindro del tanque	84
2.7 Análisis de cargas y esfuerzos - Cargas sísmicas y viento	88
2.8 Diseño de techos fijos - Unión cilindro techo	95
2.9 Diseño de tanques de techo flotante y selección de sellos	113
Capítulo 3: Estudio de Impacto Ambiental en Tanques de Hidrocarburos Líquidos	132

	Pág.
Capítulo 4: Problemas más Frecuentes en Tanques de Hidrocarburos Líquidos	147
4.1 Pérdidas por evaporación	150
4.2 Elevado contenido de agua y de impurezas	155
4.3 Corrosión: Monitoreo con protección catódica y corriente impresa	156
4.4 Corrosión: Sistema de Protección con Pintura	167
4.5 Tratamiento de la borra	174
4.6 Emulsión en tanques de crudo	176
4.7 Pérdidas por filtraciones, fugas y derrames (leakage)	180
Capítulo 5: Análisis Económico en Tanques de Acero para el Almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos	187
5.1 Rentabilidad de proyectos	188
5.2 Análisis económico: Conversión de tanques de techo fijo a techo flotante vs. Instalación de sábanas flotantes	196
Capítulo 6: Recomendaciones	198
Capítulo 7: Conclusiones	200
Capítulo 8: Bibliografía	203
Anexos Generales	205

INTRODUCCION

a) Antecedentes

La Refinería Conchán es una de las más importantes áreas operativas de PETROPERU y por estar ubicada estratégicamente, concentra toda una infraestructura de servicios operativos para el abastecimiento oportuno de Combustibles y Solventes en favor de la Actividad Industrial, Comercial y Socio-Económica, convirtiéndose en uno de los pilares del desarrollo energético del país, siendo el aspecto de Abastecimiento y Almacenamiento preponderantes para su desarrollo; por ello, se torna necesario, contar con suficiente capacidad que proporcione mayor seguridad operativa y de maniobra que contribuya a generar mayores ingresos y mejoras en la producción.

La demanda de Solvente N° 3 en la ciudad de Lima se venía atendiendo en Refinería Conchán a través de la transferencia de productos procedente de Refinería Talara para su comercialización en Planta Callao. En el año de 1998, se efectuó la instalación de dos nuevos equipos: Columna de Lavado con Soda Cáustica 5° Bé (D-126) y Columna de Lavado con Agua (D-127) para producir Solvente N° 3 en especificación en Refinería Conchán.

La necesidad operativa en Refinería consistía en obtener el Solvente N° 3 de acuerdo a las especificaciones de calidad e iniciar la comercialización del producto que permitiría incrementar los ingresos. Por esta razón, se hizo necesario que la Refinería contara con un tanque de almacenamiento destinado únicamente para atender la producción de Solvente N° 3, además de otras mejoras que eran necesario implementar para garantizar la producción y la calidad del solvente por la Unidad de Negocios de Refinería Conchán.

En el mes de septiembre de 1998 se inició la construcción de un tanque cilíndrico vertical de techo fijo de 5 MB de capacidad para el almacenamiento de Solvente N° 3, para lo cual se contrató a la Cia. JJ Tello Ingenieros para el estudio de suelos, a la Cia. Ademinsa para el diseño mecánico y a la Cia. Torres & Vega para su construcción.

b) Objetivos del Trabajo

El requerimiento de capacidad de almacenamiento, abastecimiento oportuno y transferencia de productos, son las causas principales, para que sea implícitamente necesario disponer de un gran patio de tanques en toda Unidad de Procesos o Terminal Marítimo.

En efecto, desde que se produce el petróleo crudo, se almacena y se transporta hasta las refinerías donde se producen los combustibles, es necesario almacenar los hidrocarburos líquidos obtenidos y eliminarle las impurezas propias que puedan contener para que posteriormente sean comercializados.

El objetivo de este trabajo es el de promover el adecuado diseño para la fabricación de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y motivar la regulación de esta actividad para reducir la contaminación ambiental provocada durante su funcionamiento y por las operaciones de transferencia de productos.

Con este propósito se va a desarrollar el presente proyecto de tesis el cual se ocupará del estudio de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos (es decir, únicamente de los denominados “storage tanks”), de las nociones básicas del diseño, así como de su impacto e implicancias que ocasiona su funcionamiento sobre el medio ambiente. Asimismo, de las acciones inmediatas que deben ser tomadas para minimizar sus daños y solucionar los principales problemas derivados de su operación.

Los cálculos y demás información experimental que se presentarán a lo largo del presente trabajo se recogen de la experiencia observada durante el diseño y la construcción del tanque N° 46 en Refinería Conchán para servicio Solvente de PETROPERU N° 3.

CAPITULO I

EVALUACION DE LOS FACTORES CUALITATIVOS Y CUANTITATIVOS PARA EL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

Un tanque de almacenamiento constituye todo tipo de depósito o contenedor utilizado para almacenar productos. A nivel industrial, este es diseñado para contener grandes cantidades que no necesariamente puedan tratarse de productos de origen petrolífero. La aplicación principal en su diseño es la de contener fluidos que puedan ser tanto líquidos como gases o que puedan presentar ambas fases en equilibrio. Sin embargo, existen también tanques diseñados para contener productos sólidos o productos líquidos con una elevada viscosidad.

Por tanto, es necesario considerar a un tanque de almacenamiento como un equipo físico, diseñado adecuadamente, con la máxima seguridad dentro de la Unidad de Procesos y poder analizar los diferentes problemas que se suscitan en función al tipo de producto que almacenan, así como las consideraciones necesarias para estar de acuerdo a las nuevas reglamentaciones sobre el Impacto Ambiental, a los riesgos de incendios y explosiones y a la reducción de emisiones.

Así mismo, es importante señalar que siendo el tanque un elemento físico dentro del sistema de producción, constituye una pieza limitante de la capacidad de procesamiento de la planta desde el punto de vista de abastecimiento y retención de producto para su posterior transporte. Es por esta razón que su alcance debe ser tomado en cuenta al momento de diseñar una refinería o planta petroquímica.

Los tanques pueden ser de diferentes tipos y diseños, que satisfagan las más exigentes necesidades de la industria. Es por esta razón, importante señalar, que el análisis y demás consideraciones técnicas que se presentan en este trabajo están dirigidas principalmente al diseño de tanques de acero para productos de petróleo líquidos, que son aplicables para su uso en refinerías, campos petrolíferos y terminales marítimos, y de estos nos ocuparemos principalmente de los tanques cilíndricos verticales de techo fijo, field-erected ASTs (Aboveground Storage Tanks), con techos autosoportados o por columnas donde la superficie del techo pueda tener forma de domo o cono. El tanque opera con un espacio para los vapores, el cual se mantiene fijo a medida que varía el nivel de los líquidos. Las ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que en el interior se mantenga a la presión atmosférica con pérdidas por evaporación. Los tanques de este tipo son usados para almacenar líquidos donde los tanques de techo flotante no son exigidos.

Cuando se establece la necesidad de construir tanques de almacenamiento de productos de petróleo se tiene o se puede disponer de cierta información con la cual se pueda establecer criterios generales para la elaboración del diseño mecánico.

Estos criterios son los siguientes:

- A) Función del tanque (es decir, para que va a servir), que puede ser simplemente para el almacenamiento de un líquido o ser necesario para efectuar algún proceso mecánico o químico, como mezclado, calentamiento, separación, etc.
- B) Fluido por almacenar y por consiguiente sus características físicas y químicas como densidad, presión, temperatura, viscosidad, toxicidad, corrosividad, etc.
- C) Volumen total por almacenar que dependerá de los factores del mercado: producción y demanda, así como el transporte tanto de la materia prima como del producto elaborado.
- D) Condiciones locales en las cuales se va a construir el tanque como: disponibilidad del área, características del suelo, topografía, temperatura, presión del ambiente, vientos, etc.
- E) Facilidades locales tales como: Materiales y equipos de construcción durante la obra.

Todos estos factores alteran el diseño de un tanque en forma interrelacionada y un buen diseño debe considerarlos integradamente. En algunos casos quedarán descartadas algunas soluciones; en otros, habrá que conciliar las conveniencias técnicas con las ventajas económicas entre dos o más soluciones. El resultado final será el diseño económico que mejor satisfaga las condiciones técnicas y operativas.

1.1 TIPO DE ALMACENAMIENTO

Clasificación de Tanques de Almacenamiento para Tanques de Petróleo

En la práctica actual, los líquidos podrán ser almacenados en diversos sistemas, clasificándose de manera general en “sistemas convencionales” y “sistemas no convencionales”.

Los almacenamientos denominados “convencionales” consisten en tanques superficiales y tanques enterrados. Los tanques superficiales son aquellos cuyas paredes laterales y techos están en contacto con la atmósfera, los cuales se subclasifican en tanques atmosféricos, tanques a presión, tanques refrigerados y tanques térmicos. Los tanques enterrados son aquellos cubiertos con material sólido y expuestos a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

El almacenamiento “no convencional” es todo sistema que no está descrito en los reglamentos, requiriendo de consideraciones especiales en su construcción y mantenimiento. Los almacenamientos “no convencionales” pueden ser:

- Almacenamiento en pozas abiertas
- Almacenamiento flotante
- Almacenamiento en cavernas
- Almacenamiento en tanques de concreto pretensado
- Almacenamiento en plataformas marinas

En la industria del petróleo, se construyen principalmente los siguientes tipos de tanques para almacenamiento de hidrocarburos:

- ✓ Tanques abiertos, que no tienen techo (está prohibido su funcionamiento).
- ✓ Tanques de techo fijo, donde el techo está unido permanentemente al cilindro del tanque.
- ✓ Tanques de techo flotante, donde el techo está separado del cilindro, flota y se desplaza sobre el líquido almacenado, eliminándose el espacio para los vapores. Estos además pueden ser: Tanques de techo flotante externo: Techos de cubierta simple con pontones, techos de cubierta doble con pontones; tanques de techo flotante interno que a su vez se pueden diferenciar en techos flotantes internos rígidos y en sábanas flotantes; tanques de techo flotante con domo externo y tanques de espacio de vapor variable.

La selección entre ellos, depende de factores económicos y técnicos, como son:

- Presión de vapor y evaporación del líquido.
- Costo del líquido almacenado.
- Costo de cada tipo de tanque.
- Protección contra incendio.
- Condiciones locales, como lluvias, nieve, vientos, etc.

Los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de $0.914 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs.}$ (13 psia) a nivel del mar. Por cada 300 metros de elevación, la máxima presión de vapor deberá ser reducida en $0.035 \text{ Kg/cm}^2 \text{ abs.}$

Los tanques enterrados se utilizarán cuando los requerimientos de almacenamiento por producto son relativamente pequeños. En caso de que estos volúmenes excedan aproximadamente los 1,500 galones por producto, el almacenamiento en tanques superficiales es el más adecuado.

Los tanques de techo flotante serán usados según las consideraciones enunciadas en la sección 1.4

Clasificación General:

i. Sistemas convencionales

1. Tanques superficiales

a. Atmosféricos (atm – 1 psig)

b. A presión

Baja presión (1 psig - 15 psig)

Alta presión (> 15 psig)

c. Refrigerados

d. Térmicos

2. Tanques enterrados

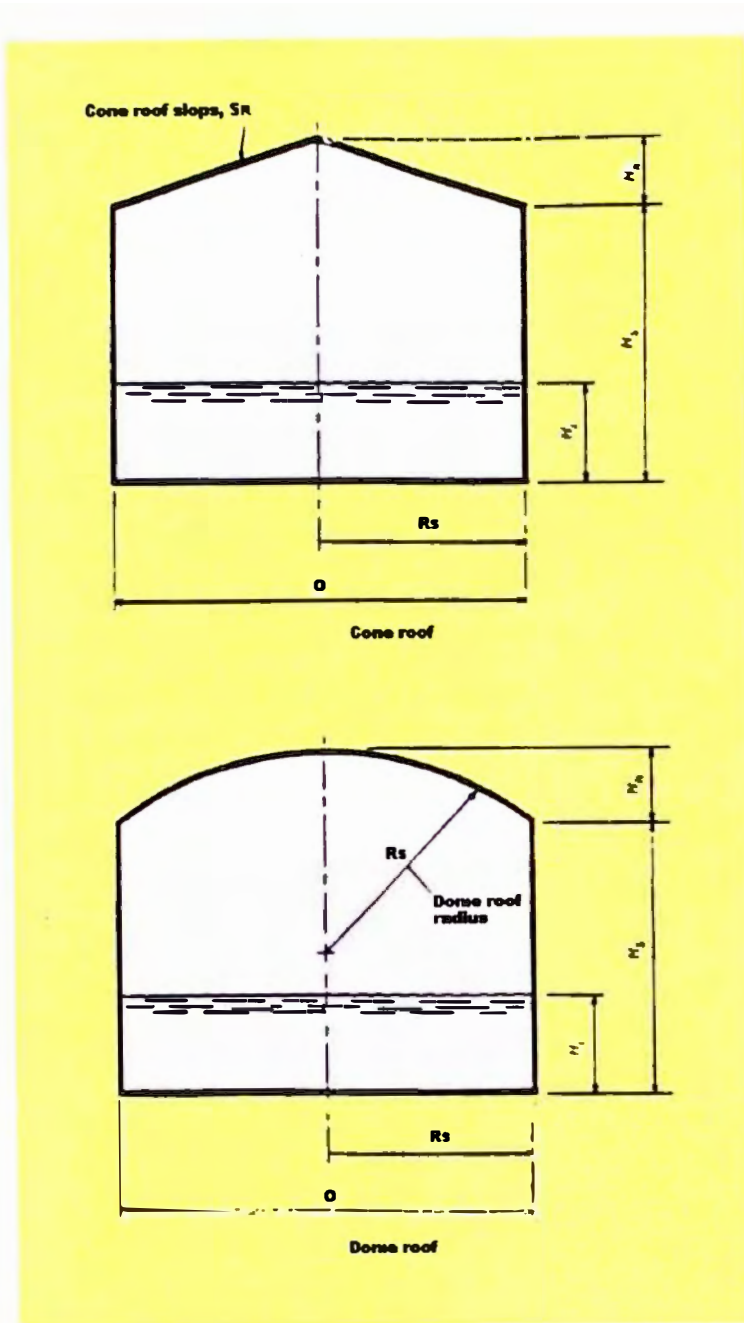
ii. Sistemas no convencionales

Poza abierta, flotantes, cavernas, tanques de concreto pretensado, plataformas marinas.

Además; en la literatura técnica, podemos encontrar de manera referencial diferentes clasificaciones de tanques de almacenamiento, entre los cuales tenemos:

- A) De acuerdo al material utilizado para su construcción: Tanques de acero (soldados o remachados), tanques de aluminio, tanques de madera, tanques de concreto armado, pretensado, etc.
- B) De acuerdo al tipo de construcción:
Incluye tanto la forma de construcción: Tanques de techo cónico, de techo fijo, de techo flotante, esféricos, esferoidales, etc.
- C) De acuerdo al modo de utilización: Tanques móviles, permanentes o desarmables. Incluye aquellos tanques camuflados diseñados para estrategia militar.
- D) De acuerdo al volumen que almacenan.
- E) De acuerdo al producto que almacenan. Estos pueden clasificarse a su vez según alguna propiedad física del fluido almacenado que puede ser su tensión de vapor o su punto de inflamación.

Descripción de los principales tipos de tanques para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos:



Vertical Fixed Roof Tanks

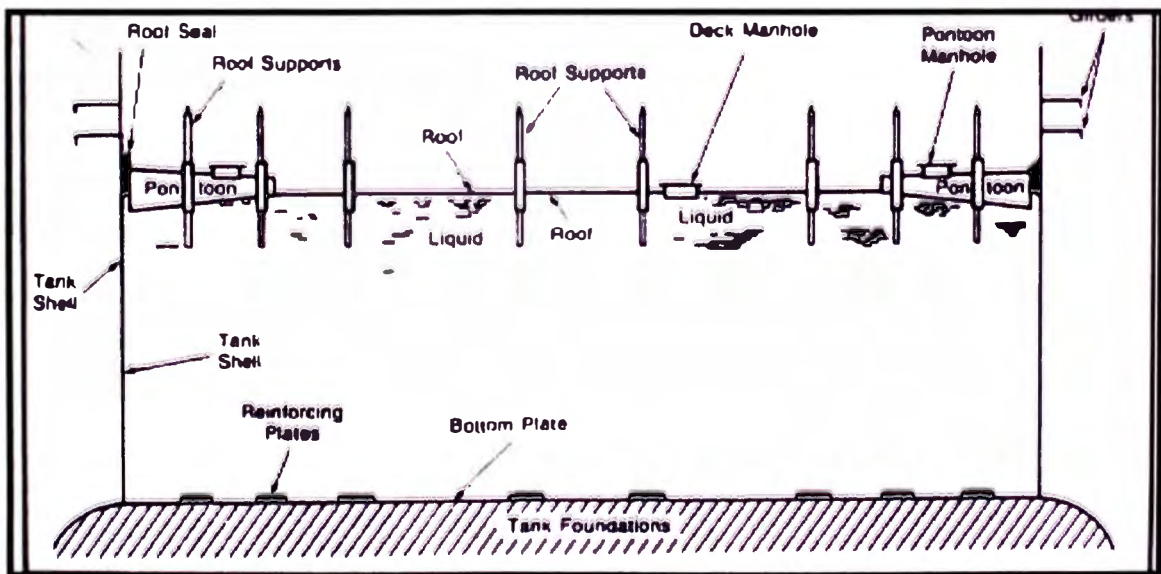
Fig. 1.1 Tanques verticales de techo fijo

a) Tanques Verticales de Techo fijo (Vertical Fixed Roof Tanks).- Estos tanques consisten de una coraza cilíndrica permanentemente ligados al techo del tanque; el eje del tanque es perpendicular a la base. El techo fijo puede tener forma de domo (cúpula) o forma de cono. El cilindro o coraza de estos tanques son usualmente construidos de acero. Estos tanques pueden ser calentados. Las pérdidas causadas en estos tanques son provocadas por los cambios de temperatura, presión y nivel del líquido. Estos tanques ventean libremente o están equipados con un sistema de venteo presión / vacío. Entre los diseños actuales resultan los menos costosos durante su construcción y constituyen los mínimos equipos aceptables para el almacenamiento de líquidos orgánicos.

b) Tanques Horizontales de Techo Fijo (Horizontal Fixed Roof Tanks).- Estos tanques son construidos sobre tierra y enterrados (above-ground & under-ground storage) con sus ejes paralelos a sus bases. El cilindro o coraza de estos tanques puede ser de acero, acero con fibra de vidrio superpuesta, o poliéster reforzado con fibra de vidrio. Estos tanques pueden ser calentados.

Los tanques horizontales son generalmente pequeños tanques de almacenamiento con capacidades menores a los 40,000 galones. Están construidos de tal modo que la longitud del tanque no sea mayor a 6 veces su diámetro para asegurar la integridad estructural. Las fuentes de emisiones potenciales para tanques horizontales (above ground) son las mismas que los tanques verticales de techo fijo. En los tanques horizontales (underground tanks), las emisiones están asociadas a los cambios en el nivel del líquido, más no en los cambios de temperatura o presión barométrica, ya que, los límites de los alrededores de la tierra limitan el efecto por temperatura.

c) Tanques de Techo Flotante Externo (External Floating Roof Tank).- Este tipo de tanque consiste de un casco de acero cilíndrico de tope abierto equipado con un techo que flota en la superficie del líquido almacenado. El techo flotante consiste de una cubierta (deck), juntas, y un sistema de sello en el borde que está atado al perímetro de la cubierta y hace contacto con la pared del tanque. La cubierta en uso está corrientemente construida de plancha de acero soldado y son de dos tipos generales: Pontón o de doble cubierta (double deck). En todos los tipos de tanques de techo flotante externo, el techo se levanta y baja con el nivel del líquido del tanque. El propósito del techo flotante y del sistema de sello en el borde es reducir las pérdidas por evaporación del líquido almacenado. Algún espacio anular permanece entre el sistema de sello y la pared del tanque. El sistema de sello se desliza contra la pared a medida que el techo sube o baja. La cubierta flotante está también equipada con accesorios (fittings) que penetran la cubierta y sirven a las funciones operacionales. El diseño del techo flotante externo es tal que las pérdidas por evaporación del líquido almacenado son limitadas a las pérdidas por el sistema de sello y en los accesorios de la cubierta (standing storage loss) y a cualquier líquido expuesto en las paredes del tanque – pérdidas por retiro de producto (withdrawal losses).



External Floating Roof Tank

Fig. 1.2 Tanque de techo flotante externo

d) Tanques de Techo Flotante Interno (Internal Floating Roof Tank).- Este tipo de tanque tiene tanto un techo fijo permanente y un techo flotante interno. Son de dos tipos: Tanques en el cual el techo fijo es soportado por columnas verticales dentro del tanque, y los tanques con techo fijo autoportado sin columnas de soporte internas. Los tanques de techo fijo que han sido reajustados a usar techo flotante son típicamente del primer tipo. Los tanques de techo flotante externo que han sido convertidos a tanques de techo flotante interno típicamente tienen un techo autoportado. Los nuevos tanques de techo flotante interno construidos pueden ser de cualquier tipo. La cubierta en los tanques de techo flotante interno sube y baja con el nivel del líquido y flota tanto directamente en la superficie del líquido (contact deck) o descansa en pontones varias pulgadas arriba de la superficie del líquido. La mayoría de los techos flotantes internos de aluminio corrientemente en uso tienen cubiertas de no contacto.

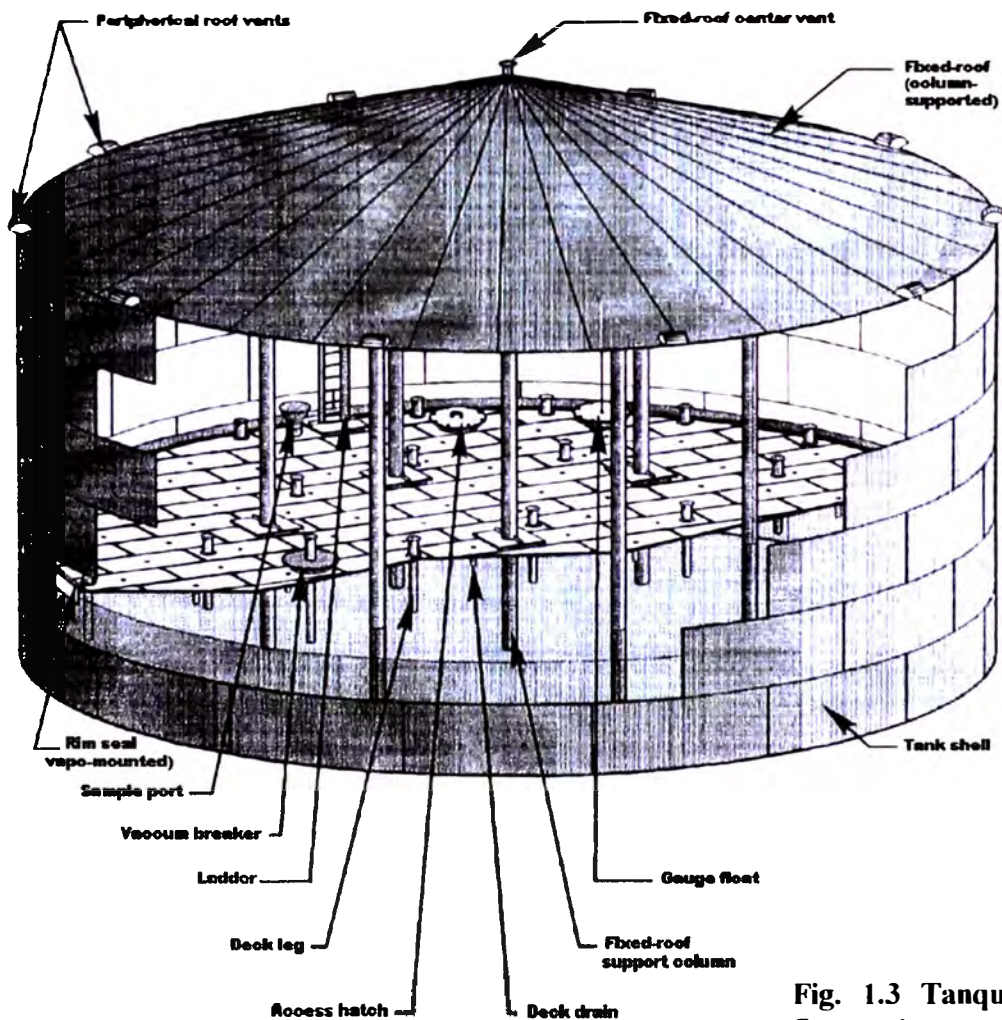


Fig. 1.3 Tanque de techo flotante interno

Las cubiertas de contacto pueden ser:

- (1) Paneles de aluminio del tipo sándwich que son empernados juntos, con un flotador de aluminio en contacto con el líquido.
- (2) Cubiertas de acero flotante (pan steel decks) en contacto con el líquido, con o sin pontones.
- (3) Paneles boyantes flotando en contacto con el líquido, recubrimiento con resina, poliéster reforzado con fibra de vidrio.

La mayoría de cubiertas flotantes de contacto interno en servicio son paneles de aluminio del tipo sándwich y pan-steel. Las cubiertas de no contacto constituyen el tipo más común para la construcción. Las cubiertas de no contacto típicas son construidos de una cubierta de aluminio y una armazón de rejilla soportada arriba de la superficie del líquido por un pontón de aluminio tubular o alguna otra estructura boyante. Las cubiertas de no contacto usualmente tienen una costura de cubierta empernada.

La instalación de un techo flotante minimiza las pérdidas por evaporación del líquido almacenado. Tanto la cubierta de contacto y la de no contacto incorporan sellos y accesorios de cubierta (fittings) para los mismos propósitos anteriormente señalados.

Las pérdidas por evaporación de tanques de techos flotantes pueden provenir de los accesorios de la cubierta (fittings), de las costuras de la cubierta no soldada, y del espacio anular entre la cubierta y la pared del tanque. Un tanque de techo flotante interno no libremente venteado es considerado un tanque a presión.

d) Tanque de Techo Flotante con Domo Externo (Domed External Floating Roof).- Estos tipos de tanques tienen el tipo más pesado de cubierta usada en tanques de techo flotante externo tanto en tanques de techo fijo en el tope del tanque como en tanques de techo flotante interno. Este tipo de tanque resulta de reajustar un tanque de techo flotante externo con un techo fijo tipo domo. Un tanque de techo flotante con domo externo es muy similar a un tanque de techo flotante interno con una cubierta soldada y un techo fijo autosoportado. Como en los tanques de techo flotante interno, la función del techo fijo no es actuar como un barredor de vapor, pero sí de bloquear al viento. El tipo de techo fijo más usado es el techo de domo de aluminio autosoportado, el cual es de construcción empernada. Como en los tanques de techo flotante interno, estos tanques son libremente venteados por vents de circulación en el tope del techo fijo. Los accesorios (fittings) de las cubiertas y costuras; sin embargo, son idénticas a aquellas de los tanques de techo flotante externo. En el evento de que la cubierta flotante sea reemplazada con la cubierta más ligera del tanque de techo flotante interno, el tanque será considerado un tanque de techo flotante interno.

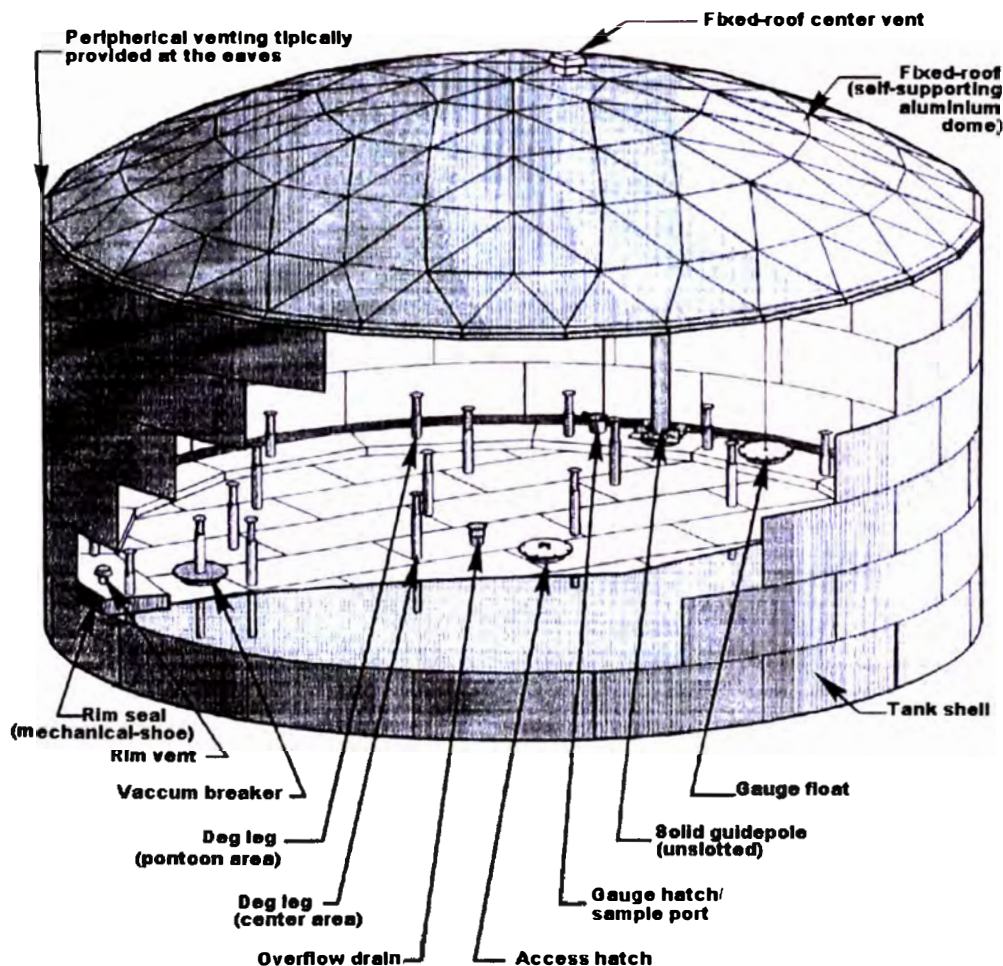


Fig. 1.4 Tanque de techo flotante con domo externo

- e) **Tanques de Espacio de Vapor Variable.**- Los tanques de espacio de vapor variable con reservorios de vapor expandible para acomodar las fluctuaciones del volumen de vapor atribuibles a la temperatura y a los cambios en la presión barométrica. Aunque los tanques de espacio vapor variable son algunas veces usados independientemente, son normalmente conectados al espacio de vapor de uno o más tanques de techo fijo. Los dos tipos de tanques más comunes de espacio de vapor variable son el tanque de techo elevador (lifter roof tank) y el tanque de diafragma flexible.

El tanque de techo elevador tiene un techo telescopio que se ajusta aflojadamente alrededor del exterior de la pared del tanque principal. El espacio entre el techo y la pared es cerrado por un sello húmedo, el cual es llenado con líquido, o un sello seco el cual usa un recubrimiento flexible.

Los tanques de diafragma flexible usan membranas flexibles para proveer volumen expandible. Estos pueden ser tanto unidades gasholder separadas o unidades integrales en el tope de tanques de techo fijo. Las pérdidas en los tanques de espacio de vapor variable ocurren durante el llenado del tanque cuando el vapor es desplazado por el líquido. Las pérdidas de vapor ocurren sólo cuando la capacidad de almacenamiento de vapor del tanque es excedida.

- f) **Tanque a Presión.**- Dos son los tanques a presión de uso general: De baja presión (2.5 a 15 psig) y de alta presión (mayores de 15 psig). Los tanques a presión generalmente son usados para almacenamiento de líquidos orgánicos y gases con presiones altas de vapor y son encontrados en muchos tamaños y formas, dependiendo de la presión de operación del tanque. Los tanques a presión son equipados con un venteo presión / vacío que es establecido para prevenir las pérdidas por venteo ocasionadas por la ebullición y la respiración de cambios en la temperatura diaria o presión barométrica. Los tanques de almacenamiento de alta presión pueden ser operados de modo que, virtualmente no ocurran pérdidas por evaporación y por trabajo. En tanques de baja presión, las pérdidas por trabajo pueden ocurrir con venteo atmosférico del tanque durante las operaciones de llenado. Sin embargo, no se cuenta actualmente con correlaciones apropiadas para estimar las pérdidas de vapor de tanques a presión.

1.2 SELECCION DEL LUGAR – ACCESIBILIDAD – TOPOGRAFIA

CARACTER DEL SUELO

Selección del lugar - Accesibilidad

Para la ubicación de los tanques de almacenamiento de productos debe considerarse la posibilidad de los cambios frecuentes del servicio. Los tanques deben estar agrupados en áreas con un mismo riesgo relativo, de acuerdo con el tipo de tanque y del líquido almacenado. Si no es posible hacer esta agrupación, las medidas que deben adoptarse serán las correspondientes al del menor punto de inflamación. A su vez, existe la necesidad de ajustarse a otros factores que pueden modificar su ubicación y su dimensionamiento como son, la accesibilidad al terreno, la topografía y las características del suelo.

Los tanques de crudo y de productos volátiles deben ubicarse en zonas alejadas de las unidades de proceso, límites de propiedad y áreas habitadas.

Los tanques de crudo y los de bajo punto de inflamación se acomodarán en filas, de no más de dos tanques de fondo. De este modo, al menos un lado del tanque estará adyacente a la pista o camino de acceso para permitir el uso de equipo móvil contraincendio.

Los tanques de alto punto de inflamación pueden acomodarse en tres filas pero ningún tanque estará a más de una fila alejada de la pista perimetral.

Durante la fase de construcción o de mantenimiento de un tanque es necesario el traslado y transporte de grandes cantidades de material de tipo estructural y que por su gran tonelaje requieren la existencia de vías, caminos o carreteras para vehículos pesados; de igual manera, para lograr mejores comodidades para el personal que labora en el patio.

Ubicación de Pozas Contraincendio y Espaciamientos

El punto de inflamación de los líquidos almacenados es el criterio principal para el agrupamiento de tanques dentro de una poza de contraincendio, así como su capacidad y las características de lugar con respecto a los asentamientos mínimos.

También es importante respetar las normas de distanciamiento mínimas indicadas en el reglamento de Almacenamiento de Hidrocarburos, normas NFPA o equivalentes, espaciamiento a las líneas de propiedad, edificios y separación entre los mismos tanques según la naturaleza de los productos que almacenan, utilizando diques o muros de contención.

El área seleccionada para la instalación debe estar convenientemente localizada con respecto a la refinera, a las estaciones de bombeo y a los terminales de transporte o de despacho para su comercialización. De igual modo, deben definirse las distancias mínimas en las que las emisiones o vapores que escapan de los tanques puedan alcanzar las áreas seguras, en concentraciones superiores a los límites de inflamabilidad.

Las distancias mínimas de tanques a linderos, a vías públicas y a edificaciones dentro de la propiedad, así como las distancias mínimas a tanques adyacentes las podemos encontrar en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y Reglamentos del Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos.

Número de tanques

Resulta más atractivo construir una planta de almacenamiento en grandes unidades agrupadas que construir tanques aislados, debido básicamente a razones de índole operativa como mantenimiento y transferencia, mientras más tanques se tenga, mayor flexibilidad se conseguirá en las operaciones,

En cambio resulta más rentable técnica y económicamente tener menos tanques ya que el costo unitario de almacenamiento será menor.

Por tanto, el número de tanques para cada producto se determina por criterios operativos y económicos; y la mejor solución será tener el menor número de tanques que operativa y técnicamente sean necesarios.

Topografía

Durante la fase de construcción, es necesario anotar los gastos de excavación y de movimientos de tierra ocasionados por la topografía del terreno y sus inclinaciones, razón por la cual el área seleccionada habrá de requerir de una base de terreno nivelada y compactada para extensiones mayores al diámetro del tanque para poder efectuar una adecuada cimentación. Algunas veces es necesario mejorar el terreno con depósitos de mejor calidad.

Estos gastos serán altos si se selecciona un terreno inclinado, de manera semejante sucedería con los terraplenes de una colina. En algunos casos cuando se requiere proveer de flujo por gravedad desde el almacenamiento es que se selecciona una posición elevada del terreno en una área inclinada de modo que el costo adicional de la excavación sea compensado con el costo de los equipos que se necesitarían para su bombeo.

Carácter del Suelo

El suelo sobre el cual se erige el tanque debe tener suficiente resistencia para que no ceda al peso de la estructura ni a su contenido.

Si el terreno seleccionado es importante y se estima que no será capaz de resistir al peso de la estructura entonces será necesario instalar soportes pilotes para evitar que este no se hunda.

Otro factor importante en el análisis de suelos es la humedad, que resulta ser muy perjudicial para el fondo del tanque. En el caso de suelos alcalinos, estos causan corrosión rápida del metal aún cuando el suelo sea absolutamente seco; por lo tanto, se recomienda que sea de textura homogénea de preferencia una arcilla arenosa.

Cuando se requiere conocer si el terreno seleccionado es adecuado como para soportar el peso de la estructura entonces, es necesario realizar un estudio de suelos con fines de cimentación.

Un estudio de suelos consiste en un mapeo de los suelos superficiales y los casi superficiales en áreas grandes de terreno fundamentalmente para dos usos: Agricultura e Ingeniería. Esta información en forma de mapas permite ser utilizado en proyectos que abarquen distancias grandes.

En estos estudios se pueden describir el área tratada, la fisiografía, el relieve, patrones de drenaje, el clima, la vegetación, así como los depósitos de suelo del área cubierta.

En general es recomendable efectuar un estudio de suelos en la zona donde se ubicará el tanque, siempre que se tenga dudas sobre la clase y comportamiento del suelo de cimentación.

Para tanques mayores de 30 MB, es obligatorio hacer un estudio de suelos en la zona donde se ubicará el tanque, a menos que construcciones ejecutadas en la misma zona demuestren un comportamiento satisfactorio del terreno.

La cimentación de tanque tiene por objeto:

- a) Dar un plano estable de apoyo al tanque
- b) Limitar los asentamientos del tanque a valores permisibles.
- c) Proporcionar un adecuado drenaje de la base.

Se recomienda utilizar siempre para la cimentación, anillos de concreto armado en lugar que cimentación de tierra, debido a que en el primero existe una mejor distribución de la carga concentrada del cilindro del tanque, proporcionando un plano de referencia más sólido y nivelado para la construcción, además de que retiene el relleno de base, previene la pérdida de material por erosión y actúa como una barrera para la humedad. Para tanques con líquidos corrosivos, se utiliza la cimentación de pedestales.

En el caso de que sea necesario transferir la carga del tanque a un estrato más profundo se utilizará la cimentación con pilotes.

Estudio de Suelos

Un estudio de suelos permite determinar si el terreno seleccionado es apto para la instalación de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

El estudio de suelos realizado en Refinería Conchán, comprendía la investigación del subsuelo para la cimentación del tanque para servicio de solvente, el cual se efectuó por medio de trabajos de campo, a través de perforaciones por medio del equipo IWAN AUGER + SPT.

El equipo es de perforación, mediante el cual la fuerza transmitida al taladro de perforación es a través de golpes producidos por un martillo rotativo accionado por un motor. A determinada profundidad se tomó muestras disturbadas del suelo para ser analizadas en el laboratorio, con el cual se podría definir los perfiles estratigráficos del suelo, sus principales características físicas y mecánicas, las propiedades de resistencia y deformación; los que conducen a la determinación del tipo y profundidad de la cimentación, la capacidad portante admisible y los asentamientos.

Descripción del método empleado

Realizar perforaciones (pozos) en las zonas próximas al anillo circular donde se va a excavar y rellenar con concreto para la cimentación del tanque.

El número de pozos depende del diámetro del tanque, así para un tanque de diámetro pequeño de 30 ft, es suficiente 3 pozos que se encuentren ubicados lo más próximo posible al anillo de cimentación.

Mientras mayor sea el número de pozos mejor será el mapeo del área en estudio. En Refinería Conchán se excavó 4 pozos (P-1, P-2, P-3 y C-1) y se determinaron 3 perfiles estratigráficos (A-A, B-B y C-C).

En cada pozo perforado se tomaron muestras para ser analizadas. De manera ilustrativa se detallará el registro de exploración de los pozos P-1 y P-2 y el perfil estratigráfico resultante A-A.

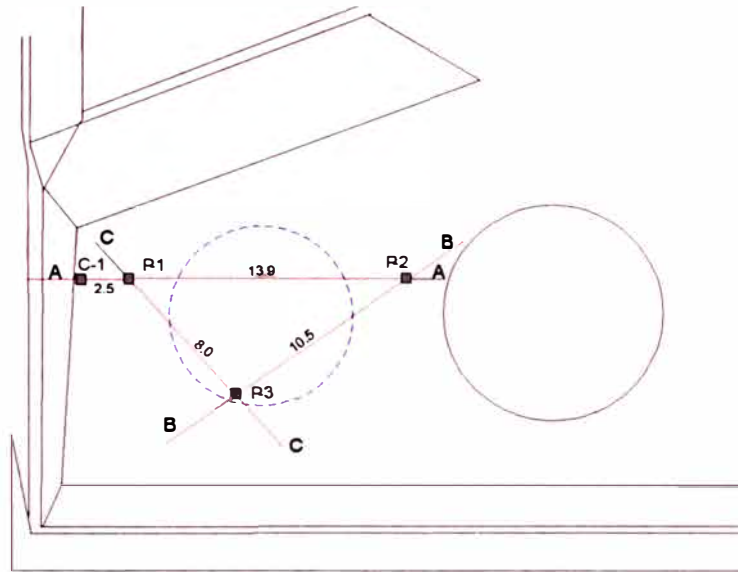


Fig. 1.5 Tanque para Solvente

Escala: 1/400

Unidad: metros

A las muestras obtenidas se les sometió a un análisis granulométrico por tamizado, según la norma ASTM D 421; es decir, que se analizaron las muestras según su profundidad y se obtuvo el porcentaje acumulado que pasa a través de mallas de diferentes diámetros. Las mallas utilizadas fueron: Mallas de gran diámetro 1/2", 3/8" y 1/4". Mallas de pequeño diámetro N° 4, N° 10, N° 20, N° 40, N° 60, N° 100 y N° 200.

Análisis Granulométrico para los pozos perforados P-1 y P-2

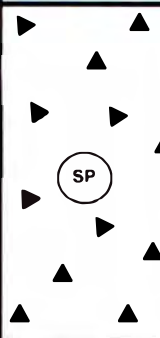
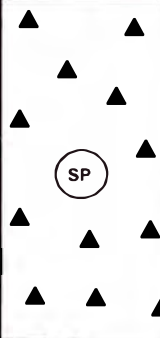
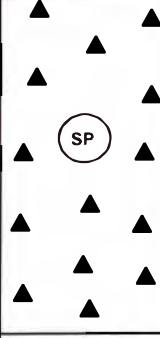
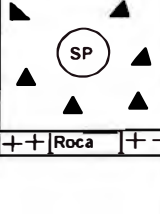
Pozo Prof. (m)	P-1 1.00 - 1.45	P-1 2.00 - 2.45	P-1 2.55 - 2.80	P-2 1.00 - 1.45	P-2 2.00 - 2.45	P-2 3.00 - 3.45
Malla	Porcentaje acumulado que pasa					
1/2"	95.55	98.11	95.41	98.31		98.06
3/8"	91.55	96.96	88.92	96.34	99.38	97.64
1/4"	84.83	94.04	77.94	94.02	98.72	97.24
N°4	79.58	90.04	70.66	91.88	98.23	96.76
N°10	66.48	78.78	49.11	85.55	97.26	95.71
N°20	58.25	69.78	34.97	80.54	96.57	94.40
N°40	51.26	63.64	26.80	60.72	93.70	50.41
N°60	28.69	26.50	16.23	15.19	20.33	11.46
N°100	4.30	5.24	4.46	3.64	3.29	2.78
N°200	1.00	1.46	1.36	0.54	0.44	0.65

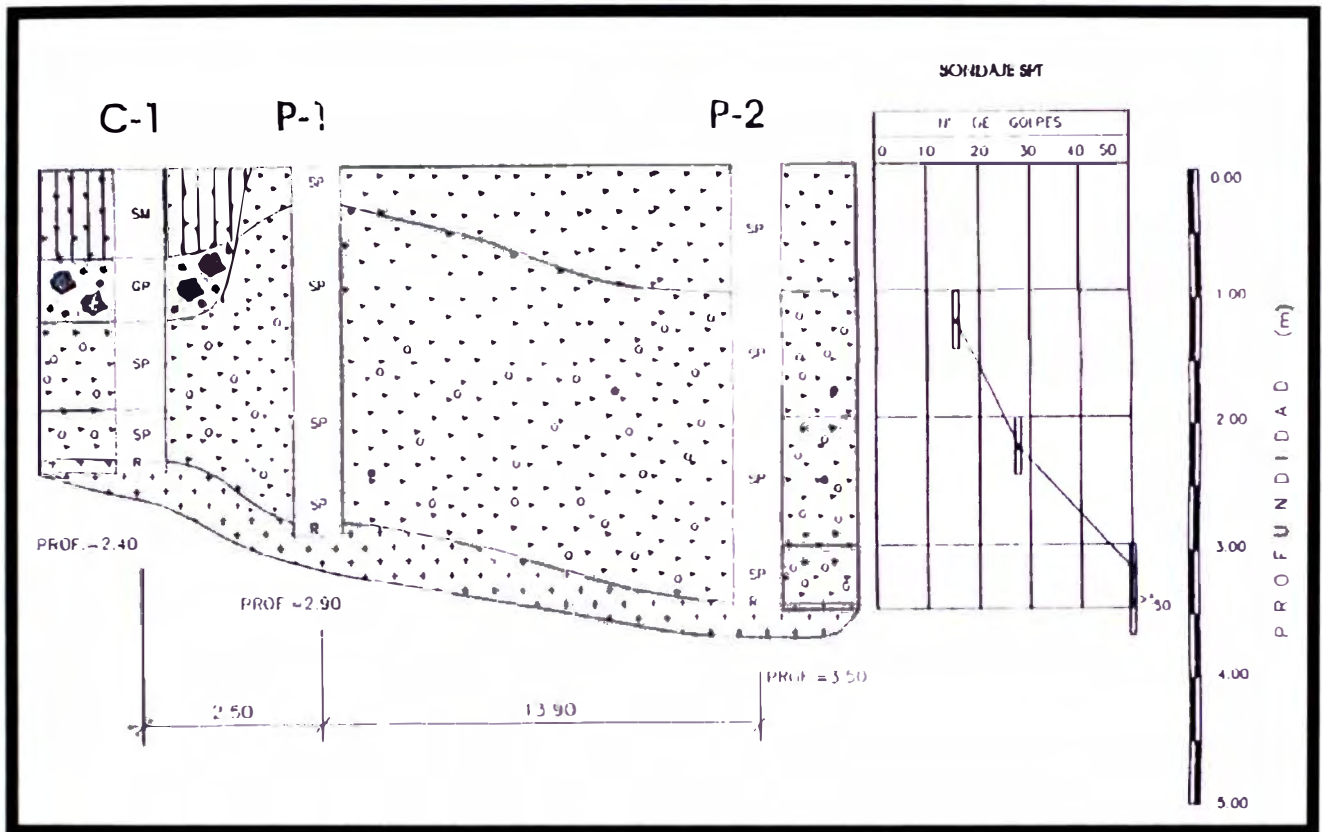
En función a los resultados obtenidos de este análisis y al tipo de muestra obtenida, describiremos el registro de exploración para los pozos perforados P-1 y P-2.

Registro de Exploración (Pozo P-1)

Prof(m)	Tipo de Excavación	Muestra	Descripción	Nº Golpes	Simbología Clasificación
0.3	↑ SPT + IWAN AUGER + PECK ↓	M-1	Material de arena de grano medio, color beige amarillento, seca, no plástica, con presencia de gravillas en estado suelto.		
1.0		M-2	Material de arena de grano medio a fino, limosa, color beige amarillento, seca, no plástica, con presencia de gravillas, en estado compacto, con 1% de material fino que pasa la malla N°200.	5 6 8	
1.5		M-3	Material de arena de grano medio a fino, color plomo oscuro, seca, no plástica, con presencia de gravas subangulosa, de tamaño predominante 1/2" - 1", en estado compacto, con 1.46% de material fino que pasa la malla N°200.	8 25 25	
2.0		M-4	Continua la arena con 1.36% de material fino que pasa la malla N°200.		
2.55		M-5	Roca maciza tipo caliza.	>50	
2.8					
2.9					
3.0					

Registro de Exploración (Pozo P-2)

Prof(m)	Tipo de Excavación	Muestra	Descripción	N° Golpes	Simbología Clasificación
1.0	↑ SPT + IWAN AUGER + PECK ↓	M-1	Material de arena de grano medio a fino, color beige, amarillento, seca, no plástica, con presencia de gravillas subangulosas, en estado semisuelto.		
		M-2	Material de arena de grano medio a fino, color beige, amarillento, seca, no plástica, con presencia de gravillas y gravas aisladas, tipo caliza, en estado compacto, con 0.54% de material fino que pasa la malla N°200.	5 6 10	
2.0		M-3	Material de arena de grano medio a fino, color beige, amarillento, húmeda, no plástica, con presencia de gravillas y gravas aisladas, tipo caliza, en estado muy compacto, con 0.44% de material fino que pasa la malla N°200.	7 12 16	
3.0		M-4	Material de arena de grano medio a fino, color plomizo, húmeda, no plástica, con presencia de gravas y gravillas subangulosas, en estado muy compacto.	12 30 50	
3.45 3.5		M-5	Roca maciza tipo caliza.	>50	++ Roca ++



**Fig. 1.6 Perfil Estratigráfico
Eje A-A**

Denominación típica de los grupos del suelo	Símbolo del grupo	Permeabilidad en estado compacto	Resistencia al corte en estado compacto saturado	Compresibilidad en estado compacto y saturado	Facilidad de tratamiento en obra
Arenas mal graduadas, arenas con grava, con pocos finos o sin ellos	SP	Permeable	Buena	Muy baja	Regular
Arenas limosas, mezclas de arena y limo mal graduadas	SM	Semipermeable a Permeable	Buena	Baja	Regular
Gravas mal graduadas, mezclas de arena y grava con pocos finos o sin ellos	GP	Muy permeable	Buena	Despreciable	Buena

En base al registro de exploración, se grafica el perfil estratigráfico trazando curvas aproximadas entre las zonas de igual descripción que presenten similitud en el análisis granulométrico. Para el perfil estratigráfico eje A-A, se observa el perfil entre los puntos P-1 y P-2 y su tendencia.

Se puede apreciar que entre estos dos puntos es posible cavar zanjas con fines de cimentación hasta una profundidad de 2.80 m sin encontrar formaciones rocosas que pudiesen ocasionar gastos adicionales en el equipo de perforación.

De igual manera se puede desarrollar los registros de exploración para los pozos P-3 y C-1 y los perfiles estratigráficos en los ejes B-B y C-C.

Interpretación del análisis efectuado:

Los resultados mostrados a continuación se obtuvieron luego de trazar los tres perfiles estratigráficos.

Estos son: Ejes A-A, B-B y C-C.

Superficialmente, el suelo tiene un espesor variable:

0.30 – 1.00 m : Material de arena de grano medio a fino, poco limosa por sectores, color beige amarillento, seca no plástica, con presencia de gravillas subangulares en estado semisuelto a suelto.

2.80 - 3.45 m Material de arena de grano medio a fino, color plumizo y beige amarillento, seca, no plástica, tipo caliza por sectores, con presencia de gravillas y gravas de tamaño predominante de ½” - 1” y tamaño máximo 1 ½” en estado compacto a muy compacto.

2.80 - 3.50 m: Con roca maciza tipo caliza.

Recomendaciones para el diseño de la cimentación:

La cimentación es superficial mediante un anillo de cimentación desplantado a una profundidad de 2 m. contados a partir de la superficie del terreno y mediante un reemplazo de material seleccionado tipo afirmado, compacto en capas de 20 cm, al 100 % de la Máxima Densidad Seca del Proctor Modificado; en la zona interna del anillo de concreto.

No existe agresividad de los sulfatos al concreto.

Existe agresividad severa de los cloruros al fierro.

Uso del cemento Portland tipo V, con una buena densificación del concreto mediante un buen vibrado y una relación agua - cemento máxima de 0.45

Evitar el contacto del suelo natural con las planchas de acero, debido a la presencia de un ataque severo de los cloruros.

Aunque si bien es cierto los resultados obtenidos nos dan una aproximación de la realidad no se descarta la posibilidad de que en el perfil estratigráfico, en las zonas examinadas, varíe un poco al mostrado; lo que podría resultar desventajoso si se encontrará terreno rocoso en zonas donde se vaya a realizar la cimentación porque eso involucraría un gasto adicional en el costo de los equipos y maquinaria para la excavación.

La información obtenida nos proporcionará los medios para el diseño de la cimentación de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos en la zona. El cimiento de la base será responsable de soportar y distribuir el peso y las cargas del tanque. Asumiendo las dimensiones para la zapata y del anillo de concreto reforzado se podrá calcular la capacidad portante admisible en Ton/m². La capacidad portante aumenta con el tamaño de la cimentación y dependerá del tipo de suelo, ya sea granular o cohesivo. También será importante estimar el asentamiento diferencial de la base del tanque. Los fundamentos para la estimación de la capacidad portante se pueden encontrar en la teoría de las cimentaciones superficiales; ya sea por Terzaghi, Meyerhof, Housen, etc..

1.3 DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

La determinación del tancaje total es uno de los aspectos más importantes y crítico en el diseño general de una planta de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, debido a su alta incidencia en el costo total, tanto de inversiones como de facilidades operativas. Un exceso de tancaje retiene, innecesariamente, capital que puede invertirse ventajosamente para otros objetivos. Los costos para mantener el excedente de inventario es otro gravamen (obligación) al exceso de tancaje. Por otro lado, un déficit en el tancaje crea problemas aún mayores, como la paralización de parte o toda la planta, costos adicionales por almacenamiento temporal o la retención de buques, etc.

Se debe considerar la capacidad de almacenamiento como un activo que rinde ganancias, donde su principal función es absorber las fluctuaciones en los volúmenes retenidos de materias primas, y productos elaborados.

Estas resultan del esquema de recibos, entregas, paradas previstas de planta y las demandas extraordinarias de tipo estacional. Cambios en los embarques, recibos, operaciones unitarias (balance de masa) y devolución de productos por estar fuera de especificación, son algunos de los factores imprescindibles en estas fluctuaciones.

Ultimamente el tamaño del tanque depende de una combinación de las preferencias del propietario, de la disponibilidad de entrega, de los requerimientos de producción, de la disponibilidad del espacio y, en el caso de los solventes y los productos inflamables, del tamaño disponible por las autoridades locales y estatales.

Cuando se determina el tamaño, y por ende, la capacidad de un tanque de almacenamiento por ejemplo de solventes volátiles, es importante conocer que límites de almacenamiento "on site" son impuestos por las entidades locales y estatales atribuidas a las regulaciones por incendios. Antes que cualquier construcción pueda empezar, se debe obtener de la entidad competente (en el Perú esta entidad es OSINERG) la aprobación total del tanque propuesto y las facilidades del almacenamiento.

Para determinar el tamaño de cada tanque de almacenamiento, es importante determinar el volumen necesario sobre una base diaria para las operaciones de producción. Lo siguiente es, determinar qué programa de entrega (schedule) es posible de manera que sirva mejor a las operaciones de producción. Tener en cuenta que se tendrán ahorros de costos debido al hecho de trabajar con grandes embarques, con menor responsabilidad ya que las entregas serán menos frecuentes.

Una regla general es usar un tanque que es igual en tamaño al más grande embarque disponible (shipment), más un volumen extra suficiente para operar por varios días. Asegurarse que el volumen sea suficiente para continuar operando durante el tiempo promedio de orden a entrega de producto, sin necesidad de vaciar el tanque. Es importante notar que los tanques son llenados a un nivel que no exceda el 90% de su capacidad.

Tales cálculos pueden ser reducidos por la ecuación:

$$(A+BN)/0.9 = C$$

donde:

A: Tamaño de entrega

B: Uso diario

N: Días de reserva

C: Capacidad total del tanque para seguridad y almacenamiento efectivo

Por ejemplo:

Para un requerimiento de producción de 500 Barriles/día. Asumimos que la entrega del hidrocarburo desde el puerto a través de la línea submarina es de 5,000 Barriles con un promedio de tiempo de entrega de dos días. Debido a que el requerimiento para las operaciones de producción diaria es de 500 Barriles/día y debido a que el tanque debe mantenerse hasta un 90% de su capacidad, significa que el tanque debe tener un tamaño mínimo de 6,667 Barriles/día, lo cual puede ser redondeado a 7,000 Barriles.

Además la capacidad nominal de almacenamiento en función a las características físicas del tanque puede ser obtenida según la siguiente correlación:

$$C = 0.14D^2H$$

donde:

C: Capacidad del tanque, barriles

D: Diámetro del tanque, en pies

H: Altura del tanque, en pies

1.4 CONDICIONES DE SELECCION – ASPECTOS ECONOMICOS

Resulta evidente que para seleccionar un determinado tipo de tanque para su construcción dependerá tanto de factores económicos como de los factores anteriormente descritos en la sección 1.3. En el caso de que los tanques de almacenamiento se decidieran construir en zonas urbanas o muy próximas, el costo que tendrá en adquirir un terreno resultará ser muy alto con relación al costo total. Además debemos tener siempre presente en la selección el costo inicial y el valor de rescate de los recipientes considerados.

Cuando se evalúan los costos de tanques de acero estos resultan ser 3 ó 4 veces más caros por barril que otro tipo de depósito, como es en el caso de recipientes de concreto, pero también se conoce que estos poseen menos pérdidas por evaporación y percolación que puedan compensar el elevado costo inicial adicional.

Es por esta razón, por la que en el caso de hidrocarburos, estos se almacenen en tanques de acero que favorecen a reducir las emisiones al ambiente.

Además el valor de rescate es mayor en los recipientes de acero que en el de los depósitos de concreto que es nulo, debido a que los recipientes de acero son factibles de ser trasladados a otra nueva locación.

En cuanto a la vida que poseen ambos tipos de tanques, es aproximadamente la misma, aunque se acepta que la vida de un tanque de acero es generalmente más corta pero que se puede alargar con un buen mantenimiento.

Las razones señaladas justifican porque las refinерías y demás instalaciones creadas para almacenar hidrocarburos e incluso productos químicos son fabricadas de acero y dentro de estos se prefieren a los tanques soldados más no a los tanques remachados o empernados.

Pero además de ello, las especificaciones y propiedades físicas de los productos a almacenar determinan también el tipo de tanque de acero a seleccionar. Los principales tipos de tanques de acero son atmosféricos entre los que destacan los tanques de acero de techo flotante y de techo fijo.

Los principales tipos de tanques de techo flotante son: Techos de cubierta simple con pontones, techos de cubierta doble con pontones y techos flotantes internos que a su vez pueden diferenciarse entre techos flotantes rígidos y con sábanas flotantes.

Al momento de seleccionar un tipo determinado de tanque es importante observar las regulaciones con respecto a la utilización de tanques atmosféricos de techo flotante. Los tanques de techo fijo son seleccionados en los casos en que los tanques de techo flotante no son exigidos.

Consideraciones para la selección y uso de tanques de techo flotante:

Almacenamiento de líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 0.281 Kg/cm² abs. (4 psia).

Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.

En tanques cuyo diámetro excede los 45 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.

Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.

Aspectos Económicos para la Adquisición de Tanques de Acero

El costo de tanques de almacenamiento representa un especial interés no sólo cuando se evalúa la rentabilidad de proyectos, sino también, cuando resulta más viable por las condiciones del terreno adquirirlos previamente prefabricados y listos para su instalación y ensamblaje, que resultan en factores que todo comprador de tanques debe tener siempre en cuenta.

Se debe considerar dentro de estos factores tanto los costos iniciales como los costos a largo plazo cuando se compara diferentes opciones para la compra. Algunos de los costos más frecuentes a considerar son los siguientes:

Costos iniciales	Costos a largo plazo (Valor de rescate)
Costo de la base del tanque	Seguro
Detección de fugas (derrames, sobre llenado)	Monitoreo continuo
Costo de instalación	Re-inspección (Para tanques vía revestimiento o protección catódica con corriente impresa)
Permisos y demás gastos	Garantía
Prueba de integridad del tanque	
Evaluación ambiental	

- Los factores arriba descritos evalúan el caso más crítico que corresponde al tipo: Underground Steel Storage Tanks

Las cotizaciones de los contratistas ofrecen las informaciones más fidedignas sobre los costos. Sin embargo, los costos de orden de magnitud pueden ser necesarios para los estudios preliminares.

Una forma de estimarlos es la obtención de información de los sobre costos de instalaciones similares y de la misma escala a la de la instalación propuesta.

Se ha descubierto que los costos de recipientes y tanques de almacenamiento de acero varían aproximadamente como la potencia de 0.6 a 0.7 de su peso según estudios publicados en la obra de Happel, Chemical Process Economics; Perry, Biblioteca del Ingeniero Químico.

Todas las estimaciones basadas en los costos de equipos existentes se debe corregir para tomar en cuenta los cambios en el índice de precios desde la fecha en que se construyó el equipo.

Hay una incertidumbre considerable en la corrección de los datos que tienen ya varios años de antigüedad. Los tanques de concreto pretensado cuestan aproximadamente 20 % más que los tanques de acero de la misma capacidad.

Formas de Estimar el Costo de Capital para la Construcción de Tanques de Almacenamiento

Ajustes por inflación:

$$\frac{\text{Costo}_{\text{tiempo2}}}{\text{Costo}_{\text{tiempo1}}} = \frac{\text{Indice}_{\text{tiempo2}}}{\text{Indice}_{\text{tiempo1}}}$$

Year	CEPI	
1997	386.5	
1998	389.5	
1999	390.6	
2000	394.3	Estimado
2001	398.0	Estimado
2002	401.8	Estimado
2003	405.6	Estimado

Los índices más comunes son los siguientes:

- Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPI)
- Marshall & Swift Equipment Cost Index.
- Engineering News Record Construction Cost Index

Debido a que estos índices están relacionados con la construcción de plantas químicas y petroquímicas, el CEPI es probablemente el mejor índice a usarse.

Orden de Magnitud - OOM Estimates (Order of Magnitude Estimates):

Relación de capacidades para tanques de diferente magnitud

$$\frac{\text{Costo}_{\text{tamaño2}}}{\text{Costo}_{\text{tamaño1}}} = \left(\frac{\text{Capacidad}_{\text{tamaño2}}}{\text{Capacidad}_{\text{tamaño1}}} \right)^n$$

Donde n es el tamaño del exponente.

El tamaño del exponente es dependiente del tipo de equipo.

El exponente promedio puede ser 0.67

Otros métodos son descritos en el Perry's Chemical Engineering Handbook.

1.5 PRINCIPALES CONDICIONES OPERATIVAS Y PROPIEDADES FISICAS DEL FLUIDO ALMACENADO

Principales Condiciones Operativas

Inventario Diario de Tanques:

Al final de cada día, se deberá realizar una verificación del inventario diario de los tanques según los procedimientos operativos.

DIA		4-Jul-98		CORRIDA ASF. 60/70, 85/100, 120/150										
CARGA / PRODUCCION A UNIDADES Bis @ 60°F						API DEL CRUDO PROCESADO						21.5 a 21.8		
U D P	COMPOSICION DE LA CARGA			TANQUE	VOLUMEN	%VOL	U D V	CARGA			TANQUE	VOLUMEN	%VOL	
	CRUDO MEZCLA			6	6,908	63.1%		CRUDO REDUCIDO UDP				7,849	100.0%	
CRUDO OXY Y COE			40	4,034	36.9%	RESIDUAL HCT ONO						100.0%		
TOTAL SUMINISTRO									TOTAL CARGA UDV				7,849	
PRODUCTO	TANQUES			INVENTARIOS Bis a 60°F	CAR/PROD.	INV. Bis a 60°F	TRANSFE-	USO	USO EN	INV.	VENTAS			
				Al día:	NETA 60°F	Al día 4-Jul-98	RENCIAS	PROPIO	MEZCLAS	FINAL	x FACT.			
				5-Jul-98										
Cr. Mezcla	7	6		57,850	6,908	64,758	0			57,850	0			
Cr. Oxy	4	8	2 40 0	65,790	Total 4,034	69,689	135	0	0	65,790				
Cr. Loreto Slop	4	0	0 0 0	1,417	125,057	1,282	135			1,417				
				REFINERIA	VENTAS	10,942								
GASOLINA 95	41	0		0	1,762	0	1,829	0	0	0	1,762	67		
GASOLINA 90	29	23		25,765	1,206	0	12,711	15,219	0	0	26,971	959		
GASOLINA 84	25	18	16	2,025	3,094	0	6,534	132	0	0	5,119	1,547		
GASOLINA 97	31	0		6,380	0	0	6,380	143	0	0	6,380	143		
GASOL. PRIM.	0	17	32	13,712	0	897	12,815	0	0	0	13,712	0		
NFCC.	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0		
SOLVENTE RC	38			0	0	0	0	0	0	0	0	0		
SOLVENTE 1	43	42		59	484	0	543	0	0	0	543	0		
SOLVENTE 3	11			1,201	295	0	906	0	0	0	1,201	0		
KEROSENE	12	19	28 0	4,864	1,757	953	5,813	1,779	0	0	6,621	1,924		
DIESEL 2	15	20	27 34 0	12,463	1,987	1,998	17,602	147	0	0	14,450	5,297		
NAFTA UDV	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GASOLEO LIG.	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GASOLEO PES.	30	22		18,954	0	596	18,358	0	0	0	18,954	0		
RESIDUAL #500	0	0	5 0 0	0	6,204	0	6,195	243	0	0	6,204	234		
RESIDUAL #6	14	39	1 0 0	8,447	0	462	8,980	(201)	(219)	0	8,447	575		
ASF. RC-250	13			2,151	0	0	2,752	0	0	0	2,151	601		
ASF. 20/30	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ASF. 60/70	9	0		1,014	0	0	244	1,825	0	0	1,014	1,055		
ASF. 85/100	33	36		2,959	0	4,015	2,212	(2,680)	0	0	2,959	588		
ASF. 120/150	3A	0		1,983	0	1,803	589	0	0	0	1,983	409		
ASF. MC-30	37			62	0	0	62	0	0	0	62	0		
DI-8000	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0		
GAN/(PERD)						77								
T:	118,533			102,039	16,494	11,019	104,525				118,533	13,399		

Balance de Materia:

Apertura (Opening) = Cierre (Closing)

(Inventario del día i) + Ingresos = (Inventario del día i+1) + Ventas (*)

(*) Válido sólo cuando se para la operación de refinación (paradas de planta) y no existe movimiento de productos por uso propio y uso en mezclas.

Control de Inventario por Productos:

Hacemos: (Inventario del día i+1) = Inventario Final

Crudos:

(Inventario del día i) + Ingresos por Transferencias – Carga = Inventario Final + Uso Propio + Uso en Mezclas + Ventas

Ejm: Crudo Oxy

$$69,689 + 135 - 4,034 = 65,790 + 0 + 0 + 0 = 65,790$$

Productos:

(Inventario del día i) +/- (Transferencias) + Producción = Inventario Final + Uso Propio + Uso en Mezclas + Ventas

Ejm.: Residual #6

$$8,980 - 201 + 462 = 8,447 + 219 + 0 + 575 = 9,241$$

Los inventarios se consignan día a día a través de las mediciones de nivel de los tanques de almacenamiento de la refinería. El inventario final se obtiene en función al balance de masa. Cuando el inventario final obtenido por el balance de masa no coincide con los inventarios registrados al día siguiente con la medición, es que existen pérdidas o ganancias de productos no registradas o simplemente un mal registro del volumen de medición.

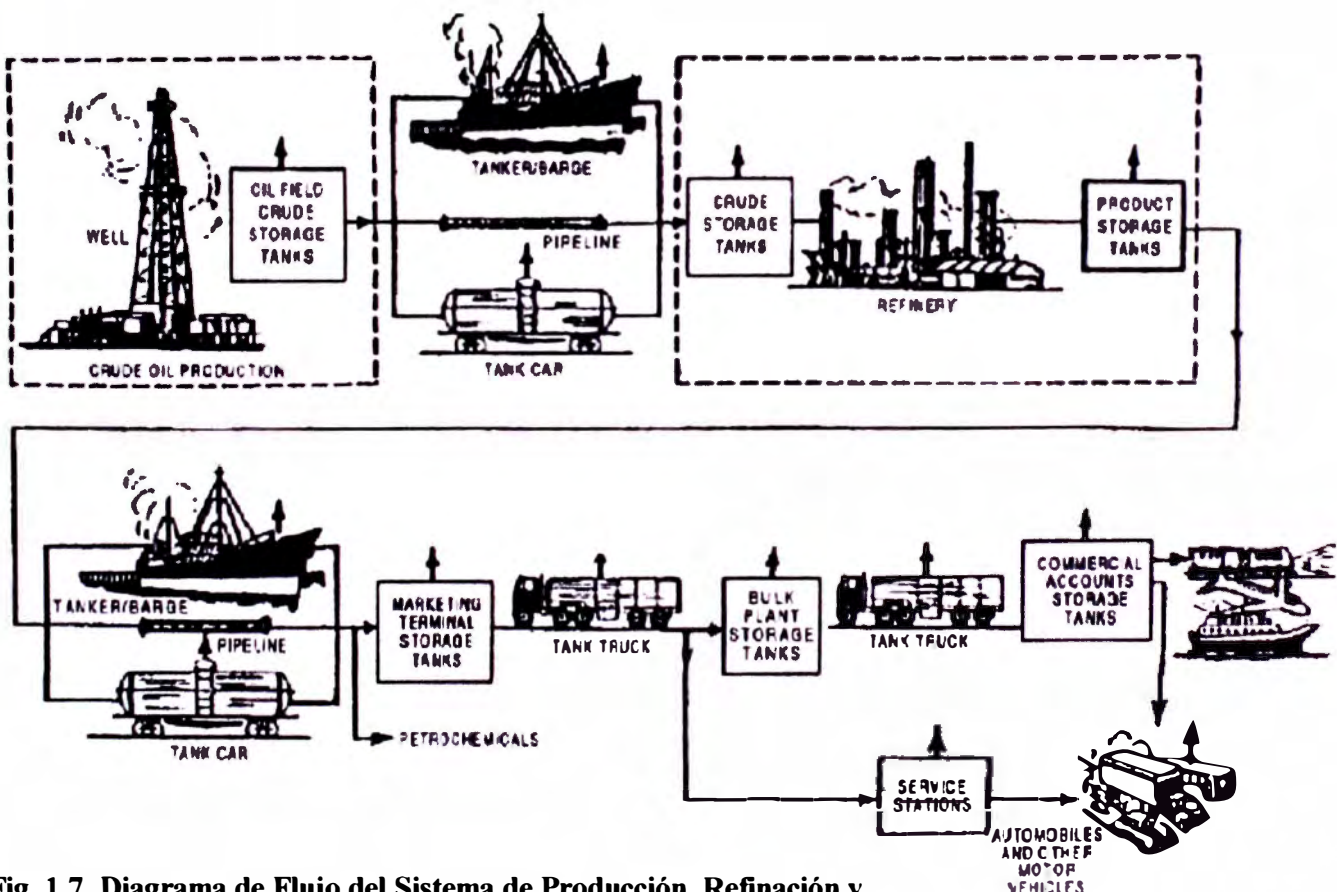


Fig. 1.7 Diagrama de Flujo del Sistema de Producción, Refinación y Distribución del Petróleo

Propiedades Físicas

Las propiedades físicas son decisivas para la selección del tipo de tanque de almacenamiento a utilizar. Son importantes entre ellas el punto de inflamación, la presión de vapor verdadera, el contenido de azufre presente (corrosión) y la gravedad API.

A continuación; como ejemplo, se describen las características físicas del producto contenido en el tanque N° 46 para el servicio de solvente de PETROPERU N° 3.

Solvente N° 3.- Solvente alifático de gran estabilidad química y resistente a la oxidación, color claro y brillante (Color Saybolt: +21 mín.).

El solvente N° 3 se usa para la industria del lavado en seco de ropa, la industria de elaboración de ceras abrillantadoras de pisos, muebles, etc., y es empleado en gran escala en la limpieza de maquinarias, desengrasado de herramientas, en el hogar y usos similares.

Ventajas:

Aspecto claro y brillante

Buen poder de solvencia

Olor significativamente reducido a través de todo el rango de evaporación.

Alto punto de inflamación (mín. 37.8 °C)

Asimismo, a través de procesos químicos se remueven ciertas olefinas impartiendo gran estabilidad química y resistencia a la oxidación, cualidades que determinan su aplicación en la formulación de ceras abrillantadas, contribuyendo a formar películas de evaporación controlada.

Calidad Típica del Solvente PETROPERU N° 3

Inspecciones	Especificaciones		Calidad en chorro
	Mín	Máx	
Apariencia	Color claro y brillante		Claro y brillante
Color Saybolt	+21		+30
Gravedad API	Reportar		47.8
G.E.(15.5/15.6°C)	Reportar		0.7892
Punto de Inflamación TAG, °C	37.8		38
Destilación, °C			
Punto Inicial	149		149
10% Recuperado			156
50% Recuperado		177	164
90% Recuperado		190	186
Punto Final		210	203
Residuo, % Vol		1.5	1
Contaminantes			
Acidez residuo de destilación	Pasa		
Composición			
Azufre Total, % masa S		0.1	0.03
Olefinas, % Vol		1.0	
Prueba Doctor	Negativo		Negativo
Valor Kauri Butanol			37.9
Mercaptanos ppm			0.4
Corrosión			
Corrosión Lám. Cu 2 hr a 100°C, N°		1a	1a

Determinación de las Principales Propiedades Físicas para el Solvente N° 3

Datos obtenidos de una muestra de solvente N° 3:

Presión de Vapor Reid (lbs/pulg ²):	0.1
Punto de Inflamación, °C:	38
Gravedad API:	47.4
Specific Gravity @ 60°F:	0.7909

Fig. 1.8

Curva de Destilación ASTM

Destilación, °C

Punto Inicial: 152

5% Recuperado: 158

10% Recuperado: 159

20% Recuperado: 161

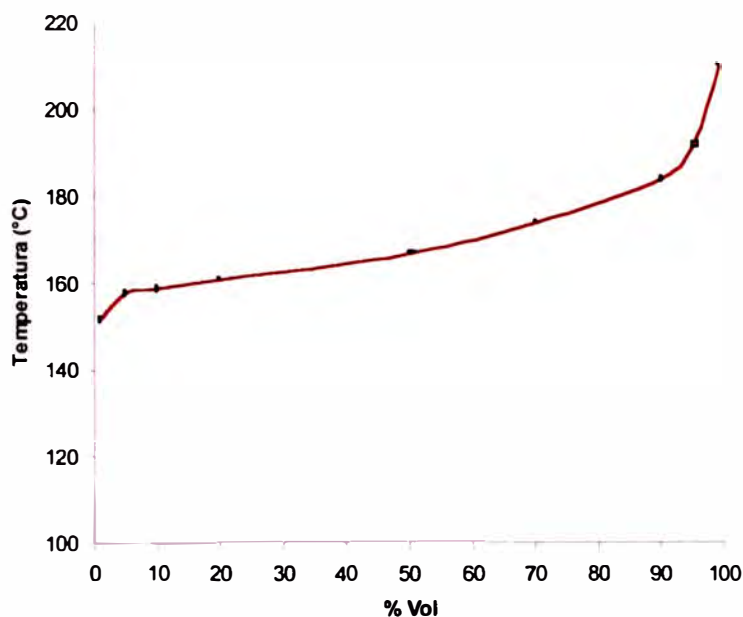
50% Recuperado: 167

70% Recuperado: 174

90% Recuperado: 184

95% Recuperado: 192

Punto Final: 210



Notas:

Los cálculos y figuras son referidos al texto de Refino y Tratamiento Químico (Pierre Wuthier)

$$\text{Pendiente } S_{70-10}: (T_{70} - T_{10})/60 = (174-159)/60 = 0.25 \%$$

$$\text{Temperatura Volumétrica (Tv)} = (T_{10} + 2T_{50} + T_{90})/4 = (159+2 \times 167+184)/4 = 169.25^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperatura Ponderal Media (Tp): } 169.25 + 1.0 = 170.25 \cong 170^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperatura Molecular Media (Tm): } 169.25 + 1.5 = 170.75 \cong 171^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperatura Media Ponderada (Tmav): } 169.25 + 1.0 = 170.25 \cong 170^{\circ}\text{C}$$

Specific Gravity = 0.7909 y $T_{mav} = 170^{\circ}\text{C}$ (798.0°R)

Peso Molecular = 138, $Kuop = 11.72$

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{T_{mav}}}{Sp - gr}$$

En esta ecuación la T_{mav} está expresada en grados Rankine ($^{\circ}\text{R}$)

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{798}}{0.7909} = 11.73$$

Nafténico puro o aromático ligeramente sustituido

Determinación del Calor Específico

Coeficiente de Convección = 1.00

$T_{mav} = 170^{\circ}\text{C}$

$Sp-gr = 0.7909$

Calor específico: $0.63 \text{ Kcal/Kg}^{\circ}\text{C} = 0.63 \text{ Btu/lbm}^{\circ}\text{F}$

Determinación de la Entalpía del Líquido

$T_{mav} = 170^{\circ}\text{C} = 338^{\circ}\text{F}$

Presión = 1 atm

$^{\circ}\text{API} = 47.4$

$H = 183 \text{ Btu/lbm @ } 338^{\circ}\text{F}, 1 \text{ atm}, 47.4 ^{\circ}\text{API}, Kuop = 12$

Factor de Corrección, ($Kuop = 11.73$) = 0.985

$H = 183 \times 0.985 = 180.26 \text{ Btu/lbm} = 100.1 \text{ Kcal/Kg}$

Determinación de la Entalpía del Vapor

$T_{mav} = 170^{\circ}\text{C} = 338^{\circ}\text{F}$

Presión = 1 atm

$^{\circ}\text{API} = 47.4$

$H = 300 \text{ Btu/lbm @ } 338^{\circ}\text{F}, 1 \text{ atm}, 47.4 ^{\circ}\text{API}, Kuop = 12$

Factor de Corrección, ($Kuop = 11.73$) = -(-3)

$H = 300 - (-3) = 303 \text{ Btu/lbm} = 168.33 \text{ Kcal/Kg}$

Características del Solvente N° 3:

Determinaremos si el almacenamiento del solvente N° 3, requiere de un tanque de techo flotante.(Consideraciones referidas al acápite 1.4)

Punto de Inflamación > 37.8 (Combustible Líquido Clase II).

Presión de Vapor Reid = 0.1 psia < 4 psia

Líquidos almacenados a temperaturas cercanas en 8.3 °C a su punto de inflamación o a temperaturas mayores: 38 °C - 8.3 °C = 29.7 °C

Esta condición justificaría el empleo de tanques de techo flotante o sábanas flotantes para el almacenamiento del solvente. Sin embargo, la probabilidad que en épocas de verano, alguno de estos tanques pueda alcanzar temperaturas cercanas al punto de inflamación es poco probable (38 °C).

En tanques cuyo diámetro excede los 45 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.

Diámetro del tanque = 30 ft (9.14 m) < 45 m

Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.

No aplicable.

Según lo anterior, para el diseño de la construcción del tanque de solvente N° 3 de 5 MB no se consideró la instalación de sábanas flotantes o tanques con techo flotante.

Instalaciones y Almacenamiento de Hidrocarburos

El almacenamiento y el uso seguro de la gran variedad de líquidos depende particularmente de su punto de inflamación; es decir, la menor temperatura a la cual un hidrocarburo líquido con suficientes vapores puede inflamarse en presencia de una fuente de ignición, y en base a este factor se les ha clasificado. La clasificación de un líquido podrá cambiar por contaminación con otro líquido.

Así tenemos

Combustibles líquidos: Hidrocarburos líquidos que tienen un punto de inflamación superior a los 37.8 °C

Clase II: 37.8 °C (100 °F) < punto de inflamación ≤ 60 °C (140 °F), (Kerosene, turbo, diesel).

Clase IIIA: 60 °C (140 °F) < punto de inflamación ≤ 93°C (200 °F), (Residual 5).

Clase IIIB: Punto de inflamación ≥ 93 °C (200 °F), (Residual 6, residual 500, CA)

Líquidos inflamables: Hidrocarburos líquidos que tienen un punto de inflamación menor a los 37.8 °C (ASTM D-56 copa cerrada). Se subdividen en:

- Clase IA: Punto de inflamación < 22.8 °C (73 °F)
Punto de ebullición < 37.8 °C (100 °F) (Los más inflamables)
- Clase IB: Punto de inflamación < 22.8 °C (73 °F)
Punto de ebullición ≥ 37.8 °C (100 °F)
- Clase IC: 22.8 °C (73 °F) ≤ punto de inflamación ≤ 37.8 °C (100 °F)

(Crudo, gasolina, solvente, nafta, RC-250).

La palabra líquido excluye cualquier material que tiene una presión de vapor mayor de 40 psia. a 37.8 °C y limita a materiales que tienen una fluidez mayor de 300 de penetración (ASTM D 5).

En lo sucesivo utilizaremos este tipo de clasificación.

Existe otro sistema de clasificación que está en función de la tensión de vapor del producto que es la siguiente:

- Clase I: Tensión de vapor > 1 Kg/cm² abs. Ejm: Propano
- Clase II: Tensión de vapor ligeramente menor a 1 Kg/cm² abs. Ejm: Butano
- Clase III: Tensión de vapor entre 1 y ½ Kg/cm² abs. Ejm: Crudo, gasolina, kerosene
- Clase IV: Productos de tensión de vapor despreciable.

En lo que respecta a las reglamentaciones con respecto a la clasificación de tanques de almacenamiento, la agencia norteamericana EPA (Environmental Protection Agency) ha establecido regulaciones en función al almacenaje, Aboveground Storage Tank (AST) y Underground Storage Tank (UST). Sin embargo, los códigos y requerimientos del diseño que gobiernan a los AST resultan ser más confusas, extensas y restrictivas que las bien definidas regulaciones UST.

DISTANCIA ENTRE TANQUES

FLOATING & CONE ROOF TANKS < 5000 BARRELS									
FLOATING & CONE ROOF TANKS > 5000 < 10,000 BARRELS									
FLOATING ROOF TANKS > 10,000 < 300,000 BARRELS									
JUMBO FLOATING ROOF TANKS > 300,000 BARRELS									
CONE ROOF TANKS CLASS II, III PRODUCT > 10,000 < 300,000 BARRELS									
CONE ROOF TANKS INFILTRATED CLASS I PRODUCT > 10,000 < 150,000 BARRELS									
PRESSURE STORAGE VESSELS DRUMS AND BUNDLES									
PRESSURE STORAGE VESSELS DRUMS AND BUNDLES									
REFRIGERATED CONE ROOF STORAGE TANKS									
0.5 D*									
0.5 D	0.5 D								
1 X D	1 X D	1 X D							
1 X D	1 X D	1 X D	1 X D						
0.5 D	0.5 D	1 X D	1 X D	0.5 D					
1 X D	1 X D	1 X D	1 X D	1 X D	1 X D				
1.5 D	1.5 D	1.5 D	2 X D	1.5 D	1.5 D	1 X D			
100' MIN	100' MIN	100' MIN		100' MIN	100' MIN	50' MIN			
1.5 D	1.5 D	1.5 D	2 X D	1.5 D	1.5 D	1 X D	1 X D		
100' MIN	100' MIN	100' MIN		100' MIN	100' MIN	100' MIN			
2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	2 X D	1 X D	1 X D	1 X D	
200' MIN	200' MIN	200' MIN		200' MIN	200' MIN	100' MIN	100' MIN	100' MIN	

D = Largest Tank Diameter
 1 barrel = 42 Gallons = 159 L
 $^{\circ}\text{C} = (^{\circ}\text{F} - 32) \times 0.555$
 1 ft = 0.305 m

*For Class II, III products, 5 ft spacing is acceptable.
 **Or Class II or III operating at temperature > 200° F.

Table 3. Storage Tank Spacing Recommendations For Oil And Chemical Plants.

Fig. 1.9 Distancias recomendadas para tanques de almacenamiento

DISTANCIAS ENTRE UNIDADES

Service Buildings															
Motor Control Centers And Electrical Substations															
Utilities Areas															
Cooling Towers															
Control Rooms															
Compressor Buildings															
Large Pump Houses															
Process Units Moderate Hazard															
Process Units Intermediate Hazard															
Process Units High Hazard															
Atmospheric Storage Tanks															
Pressure Storage Tanks															
Refrigerated Storage Tanks															
Dome Roof															
Fibres															
Unloading And Loading Racks															
Fire Water Pumps															
Fire Stations															
/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
50	50	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
50	50	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
/	/	100	100	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
100	100	100	100	100	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
100	100	100	100	100	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
100	100	100	100	100	30	30	50	50	50	50	50	50	50	50	50
200	100	100	100	200	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100
400	200	200	200	300	100	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200
250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	350	*	*	*	*	*
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	*	*	*	*	*
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	*	*	*	*	*
300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400	/
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	300	250	350	350	300	50
50	50	50	50	50	50	200	200	200	300	300	350	350	350	300	200
50	50	50	50	50	200	200	200	300	300	350	350	350	300	200	/

1 ft = 0.305 m
 / = no spacing requirements
 * = spacing given in Table 3

Examples:

- ① 50 ft separation between two cooling towers
- ② 300 ft separation between service building and flare

Table 1. Inter-Unit Spacing Recommendations For Oil And Chemical Plants

Fig. 1.10 Distancias recomendadas entre unidades para plantas petroleras

DISTANCIAS ENTRE EQUIPOS

	Compressors													
	Intermediate Hazard Pumps													
	High Hazard Pumps													
30	High Hazard Reactors													
30	5	Intermediate Hazard Reactors												
50	5	5	Moderate Hazard Reactors											
50	10	15	25	Columns, Accumulators,										
50	10	15	25	15	Rundown Tanks									
50	10	15	25	15	15	Fired Heaters, Incinerators,								
50	10	15	50	25	25	15	Air Cooled Heat Exchanger							
100	100	100	100	100	100	100	100	Heat Exchangers						
50	50	50	50	50	50	50	100	25	Pipe Racks					
30	15	15	25	15	15	15	100	50	/	Emergency Exchangers				
30	10	15	25	15	10	10	100	50	15	5	Unit Block Valves			
30	10	15	25	15	10	10	100	50	/	10	/	Analyzer Rooms		
50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	/		
50	50	50	100	50	50	50	100	50	50	50	50	/	/	
50	50	50	50	50	50	50	100	50	50	50	50	/	/	/

1 ft = 0.305 m

/ = no spacing requirements

Table 2. Intra-Unit Spacing Recommendations For Oil And Chemical Plants.

Fig. 1.11 Distancias recomendadas entre equipos dentro de las unidades

CAPITULO II

DISEÑO BASICO DE TANQUES (NOCIONES DE DISEÑO DE TANQUES DE ACERO)

El Instituto Americano de Petróleo (API; Washington, D.C.) ha establecido un número de estándares para los field-erected AST's (Aboveground Storage Tanks), que incluyen al API 650, para tanques soldados de acero al carbono, de baja aleación y de acero inoxidable que operan desde la presión atmosférica hasta 2.5 psig; el API-620, para tanques que operan desde 2.5 a 15 psig; el API-651, para protección catódica; el API-652 para revestimiento en el fondo de tanques (tank bottom linings) y el API-653 para inspección, reparación, alteración y reconstrucción.

Para la mayoría de field-erected AST's, el API 650 es el principal estándar. Aunque haya sido elaborado específicamente para el almacenamiento de petróleo, sus principios son utilizados para el diseño de tanques que contengan todo desde agua hasta productos secos.

El estándar establece límites de esfuerzo para varios grados de material, tanto como eficiencias de las juntas, presiones internas, viento, cargas sísmicas y de tuberías. El API-650 también especifica la inspección y los métodos de prueba a ser usados en uniones soldadas, penetraciones al cilindro, fondo y techo de tanques cuando el tanque esta siendo construido.

Como una regla general el estándar requiere que todas las especificaciones de procedimiento de soldadura para costuras verticales sean calificadas por la prueba de impacto al metal soldado. Los apéndices que presenta el API-650 incluyen: Diseño de tanques pequeños (small-tank design), cimentación de tanques (tank foundations), techos flotantes externos e internos (external and internal floating roofs), diseño sísmico (seismic design), domo de aluminio (aluminum domes), detección de fugas bajo el tanque (undertank leak detection), y el uso de acero inoxidable como material de construcción. El estándar ha sido usado por mucho tiempo, particularmente para tanques grandes para reducir el riesgo de fallas por fracturas quebradizas, y permitir que las paredes del tanque sean más delgadas, reduciendo los precios de todos los AST's.

Una mejora crítica fue incluir la dureza del material como un criterio de selección. Otras regulaciones fueron fijadas para establecer los requerimientos de separación en la soldadura, pruebas adicionales y procedimientos de prueba hidrostática.

Estas regulaciones y estándares internacionales exigen protección contra la corrosión para cualquier parte de un AST que es expuesto a fuerzas potencialmente corrosivas.

Propietarios y operadores están siguiendo estos estándares exactamente, desde que estos reducen todos los costos de mantenimiento. Otras alternativas incluyen componentes para tanques revestidos (coating tank components) con pinturas de protección contra la corrosión externa, diseñadas con factores de corrosión permitida, o usando protección catódica, inhibidores de corrosión o revestimiento interno en el fondo del tanque.

NORMAS TECNICAS:

- ***API 650 “Welded Steel Tanks for Oil Storage”.***
Cubre requerimientos de materiales, diseño, fabricación, erección y pruebas de tanques de almacenamiento, cilíndricos, verticales, superficiales, contruidos de acero, soldados, abiertos o techados.
- ***API 620 “Design and Construction of Large Welded, Low Pressure Storage Tank”***
Cubre diseño y construcción de tanques soldados, ensamblados en campo, usados en petróleo y derivados que operan a presión máxima de 15 psig.
- ***API 653 “Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction”***
Cubre inspección, reparación, modificación, reubicación y reconstrucción de tanques de almacenamiento superficiales, contruidos bajo el API 650.
- ***API 12B “ Bolted Tanks for Storage of Production Liquids”***
Cubre requerimientos de materiales, diseño y construcción de tanques cilíndricos, verticales, superficiales, de acero, empernados, con capacidades nominales de 100 Bls a 10,000 Bls.
- ***API 12D “Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids”***
Cubre requerimientos de materiales, diseño y construcción para tanques cilíndricos verticales, superficiales, soldados, con capacidades nominales de 500 Bls a 10,000 Bls.
- ***API 12F “Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids”***
Cubre los requerimientos de materiales, diseño y construcción de tanques cilíndricos verticales, superficiales, soldados en fábrica, con capacidades nominales de 90 Bls a 500 Bls.
- ***API 2000 “Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks: Nonrefrigerated and Refrigerated”***
Cubre los requerimientos de venteos de vapor, normales y de emergencia, para tanques superficiales, de almacenamiento de petróleo y productos del petróleo y tanques de almacenamiento refrigerado, superficiales y enterrados, diseñados para operar a presión desde vacío.
- ***API 2510 “Design and Construction of LPG Installations”***
Cubre el diseño, construcción y locación de instalaciones de Gas Licuado de Petróleo en Terminales, Plantas de Proceso de Gas Natural, Refinerías, Plantas Petroquímicas y Patios de Tanques.

- **API 2510A “Fire Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage Facilities”**

Cubre el diseño, operación y mantenimiento de facilidades de almacenaje de L.P.G desde el punto de vista de prevención y control de fugas, diseño y protección contraincendio y medidas de control de incendios.

- **ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII**

Cubre requerimientos de construcción mínimos para el diseño, fabricación, inspección y certificación de recipientes a presión

NORMAS LEGALES DE HIDROCARBUROS:

Son los dispositivos que regulan las actividades en el Sector Hidrocarburos. Las principales normas son:

- Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221.
- Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, D.S. 055-93-EM.
- Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, D.S. 052-93-EM.
- Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, D.S. 051-93-EM.
- Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, D.S. 01-94-EM.
- Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, D.S. 026-94-EM.
- Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Transportes de Gas Licuado de Petróleo, D.S. 027-94-EM.
- Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de hidrocarburos, D.S. 046-93-EM.
- Reglamento de Seguridad en la Industria del Petróleo, R.M. N° 0664-78/DGH

NORMAS LEGALES



Fig 2.1

Otras normas utilizadas, consideradas como complementarias para la construcción de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos son las siguientes:

American Society of Mechanical Engineers

Normas ASME

American National of Standards Institute

Normas ANSI

U.S. Occupational Safety and Health Administration

Normas OSHA

U.S. Environmental Protection Agency

Norma EPA

American Society of Testing Materials

Normas ASTM: A53 Tubería de acero sin costura

A105 Elementos forjados

A106 Tubería de acero sin costura para alta temperatura

A333 Tubería de acero sin costura para baja temperatura

National Electrical Manufacturers Assn. - Norma NEMA

Underwriters' Laboratories, Inc.

Normas Petroperú: GS-1700, GS-2300

ESPECIFICACIONES DE TANQUES DE ACERO:

Todas las consideraciones referentes a las especificaciones para la construcción de las planchas de los tanques han sido estudiadas por el Instituto Americano del Petróleo (API). Entre estas podemos citar, que los tanques se construyen con acero estructural, que tenga una resistencia a la tensión entre 3,800 a 5,040 Kg/cm² y del mismo modo estas se ajustan a las especificaciones de las normas de la Sociedad Americana para Prueba de Materiales (Especificaciones A7-34 ó 9-34 de la ASTM). El acero que contiene entre 0.2 a 0.25 % de cobre es utilizado algunas veces por su alta resistencia superior a la corrosión, especialmente en las planchas de los techos. El tanque deberá diseñarse contra todos los esfuerzos que se desarrollan considerando el originado durante el llenado de agua hasta el borde superior a una temperatura de 15.6 °C.

El espesor de las planchas del cilindro varía entre los 4.76 mm (3/16") a los 22,22 milímetros (7/8") dependiendo del tamaño del tanque. En cuanto a los detalles, los ángulos de remache y el fondo ordinariamente se colocan dentro del cilindro; las juntas de la plancha del cilindro son soldadas y/o remachadas de forma sencilla, de forma doble o triple o por cubrejuntas dependiendo de la posición de la junta de la estructura. Las juntas verticales pueden remacharse y/o soldarse y en todo caso deben hacerse con más seguridad que las horizontales y la de los anillos más bajos más que en los anillos superiores.

Los remaches varían de tamaño dependiendo del espesor de las planchas, generalmente se colocan en caliente, siendo en soldadura mucho más efectivo y seguro en lo que se refiere al tipo de techo cónico de acero. Generalmente se especifican canales estructurales para columnas de techo aunque también pueden usarse tuberías de acero u otra forma de estructura de resistencias equivalentes.

Las planchas del techo son de forma rectangular de 4.76 mm (3/16") de espesor y del mismo tamaño que las planchas de la cilindro. Para tanques de 14.68 m de diámetro, las planchas del fondo son de por lo menos 6.35 mm (1/4") de espesor y de 1.83 m de ancho de forma rectangular; para tanques de más de 14.68 m de diámetro, las planchas del fondo son de por lo menos 7.9 mm (5/16") de espesor y de 1.83 m de ancho. Como connotación especial, podemos decir que la plancha del fondo y del techo están remachadas y/o soldadas en una sola hilera. Otro esfuerzo al que esta sometido el tanque de acero en servicio es el debido a las condiciones anormales de presión en el espacio de gas debajo del techo.

El techo de un tanque de acero se supone que sea hermético o prácticamente casi hermético y cualquier cambio del nivel del fluido puede provocar la admisión o escape de vapor, ocasionando una mayor presión que la atmosférica o un vacío parcial si baja el nivel del fluido contenido. La sola diferencia de temperaturas entre los tanques de un día y de la noche en algunos sitios llega a ser de 22 °C, sin cambio en el nivel del fluido y sin escape de vapor daría por resultado un aumento de la presión del vapor dentro del tanque de 0.07 Kg/cm². Si esta presión se aplicará sobre todo el área del techo de un tanque de 55,000 barriles crecería una fuerza de levantamiento de 740 toneladas mayor que el peso del techo y ejercería en la junta cilindro – techo un considerable esfuerzo.

Esta presión aumenta más cuando se expansiona el aceite o hidrocarburo líquido y por su tendencia a liberar vapor a cada cambio de temperatura, origina presiones de vapor más altas. Los techos de los tanques se han construido con juntas hechas por soldaduras débiles; de modo que, la operación de las fuerzas expansivas del gas dentro del tanque pronto abrirá las juntas antes de que pueda ocurrir deformaciones en el tanque, permitiendo la entrada del aire a través de las juntas del techo y el escape del vapor.

El fondo y el techo del tanque aunque sujetos a menores esfuerzos, son puntos que se deterioran más fácilmente; en efecto, el fondo está sujeto a corrosión tanto por la parte inferior en contacto con el suelo, como por la parte superior por efecto del agua salada que se asienta en el aceite. El techo soporta el impacto de la intemperie que determina un deterioro en él, además está sujeta a la influencia corrosiva del aceite y de otros gases y vapores derivados del aceite. En resumen, al diseñar el fondo y el techo del tanque es necesario dar un margen de seguridad en el espesor, no solo el necesario para resistir los esfuerzos imprevistos.

El otro aspecto importante a considerar es la acción de las fuerzas exteriores, entre ellas la fuerza del viento. Evidentemente el tanque está diseñado para resistir la presión interna, pero ofrece comparativamente poca resistencia a las fuerzas exteriores especialmente cuando está vacío. Las presiones del viento pueden ser mayores de 0.02 kg/cm^2 de lo cual podemos deducir que si se aplica a la superficie resistente de un tanque de 35 m de diámetro y 9 m de altura (55,000 Barriles) sumaría cerca de 50 toneladas. Aunque estos tanques pesan cerca de 180 toneladas de modo que no hay peligro que los voltee pero sí que los aplaste dado que la única seguridad contra el aplastamiento por una fuerza externa es la favorecida por la viga del techo y del fondo a la que está empernada el casco. Es por esta razón, que en estos casos, se debe considerar la instalación de arriostres y de cables de acero fijos.

PASOS DE DISEÑO PARA LA CONSTRUCCION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Hay algunos pasos de diseño e ingeniería que deben ser seguidos cuando se diseña un nuevo tanque de almacenamiento para hidrocarburos líquidos. El primer paso consiste en diagramar el sistema de tuberías y la instrumentación (diagrama de proceso).

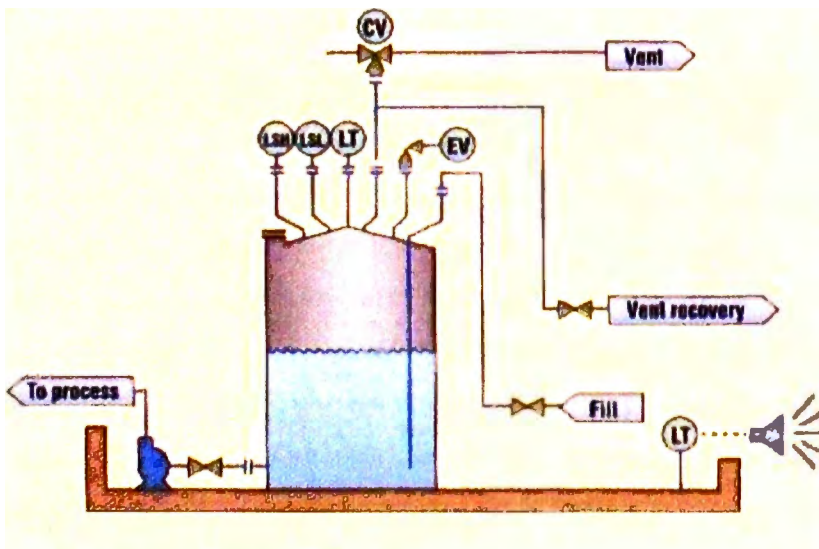


Fig. 2.2
Diagrama de Proceso

Un apropiado diagrama de proceso contiene lo siguiente:

- ✓ Identificación del tanque: Tipo, tamaño y material de construcción para cada tanque, basado en el producto específico que este contiene.
- ✓ Identificación del equipo: La capacidad y material de construcción de cada pieza del equipo auxiliar, tales como bombas, venteos de emergencia, sistemas de blanketing con nitrógeno y fume scrubbers.
- ✓ Tubería: El tamaño y los materiales de construcción de la tubería para cada producto. Calentamiento (Heat tracing) y aislamiento son incluidos sólo si son necesarios.

- ✓ Bombas y válvulas: La selección de las bombas y válvulas, esta de acuerdo con el producto que esta siendo almacenado y su propósito. Todas las válvulas manuales; también, como las válvulas de control son identificadas.
- ✓ Instrumentación y controles: Todos los instrumentos necesarios para la operación normal y condiciones de emergencia, incluyendo monitoreo de detección de fugas y alarmas.
- ✓ Contenedor secundario: Contenedor para tanques y equipo auxiliar, incluyendo underground tanks y tuberías de doble pared.

El siguiente paso es crear un dibujo del layout del equipo que ilustra el arreglo para el tanque de almacenamiento dentro del contenedor. El layout del equipo muestra el sistema de almacenamiento y define los requerimientos de espacio para el equipo, también como el tamaño y las dimensiones para el contenedor secundario. El diagrama de proceso y el layout del equipo definen todos los requerimientos para la construcción del sistema de almacenamiento. Estos dibujos proveen la base para el establecimiento de un costo de capital acertado y el desarrollo de los dibujos estructurales necesarios para construir las facilidades del almacenaje.

2.1 ESTUDIO DE LOS MATERIALES

Para el almacenamiento de pequeños volúmenes de líquidos, se tiene una diversidad de materiales que pueden utilizarse para la fabricación de recipientes. Su selección dependerá de la clase de líquido, servicio del recipiente y de las condiciones del almacenamiento.

En las grandes industrias, para el almacenamiento de volúmenes superiores a 5,000 barriles, los materiales usuales son el concreto armado, pretensado y el acero.

En la industria del petróleo se prefiere fabricar los tanques de acero por ser este el material de construcción de más alta resistencia como lo especifica el API-650. La técnica de la soldadura y el preformado han permitido una mayor versatilidad en el diseño siendo su forma más común la cilíndrica apoyada sobre el terreno.

Las planchas de acero utilizadas para la construcción de tanques son laminadas en caliente, provenientes de hornos con lecho de fusión altos, hornos eléctricos o con inyección de oxígeno para enriquecimiento.

Los tipos de acero, conforman las especificaciones ASTM aprobados por las normas básicas API-650.

Para la fabricación de tanques atmosféricos son las siguientes:

- A) Para uso normal:
 - A-36, acero estructural.
 - A-283 Grado C y D, acero al carbono de baja y mediana resistencia a la tensión.
 - A-285 Grado C, acero al carbono de baja y mediana resistencia a la tensión.

- B) Para condiciones severas de servicio se usan aceros modificados:
- A-131, acero naval (solamente el de calidad estructural)
 - A-442, acero al carbono con propiedades de transición mejorada para recipientes a presión.
 - A-516, acero al carbono para recipientes a presión, para servicio a temperaturas medianas o bajas.
 - A-537, Clase 1, acero de C-Mn-Si, con tratamiento térmico para recipientes a presión.
 - A-573, acero al carbono con propiedades de tenacidad mejoradas.
 - A-662 Grado B, acero al C-Mn para recipientes a presión, para servicio a temperaturas medias.

2.2 FACTORES DE DISEÑO

Diseño del Cilindro y Fondo del Tanque

Fundamento Teórico

Los factores de diseño de los tanques de almacenamiento se basan en los métodos de resistencia de materiales, flexión y rigidez, es decir, que dentro de ciertos límites los materiales son capaces, sin romperse y sin sufrir grandes variaciones en sus dimensiones geométricas, de resistir cargas. Las bases fundamentales de la resistencia de materiales se apoyan sobre los teoremas de la mecánica general, sobre todo de la estática, sin conocimiento de los cuales, el estudio de la resistencia de materiales sería imposible. Las fuerzas miden la acción de los cuerpos entre sí. Si la estructura se considera aislada de los cuerpos que la rodean, la acción de estos últimos sobre la estructura se sustituye por fuerzas que llamaremos exteriores.

Las fuerzas exteriores se dividen en fuerzas de volumen y de superficie. Las primeras están distribuidas en el volumen del sólido, aplicadas a cada partícula del cuerpo y son fuerzas de volumen el peso propio. Las fuerzas de superficie están aplicadas a ciertas áreas de la superficie y caracterizan la acción mutua directa de contacto entre el cuerpo que se analiza y los que lo rodean.

La interacción entre las partes del cuerpo que se estudia, dentro de los límites fijados, se caracteriza por las fuerzas interiores. Las fuerzas interiores surgen, no sólo entre los distintos elementos de la estructura que actúan mutuamente entre sí, sino también entre todas las partículas contiguas del cuerpo sometido a la acción de una carga.

Tensiones (σ).- Para caracterizar la ley de distribución de las fuerzas interiores en la sección, es necesario introducir el concepto de medida de su intensidad. Esta medida se llama tensión.

Desplazamientos y deformaciones (ϵ).- Todos los materiales no son absolutamente rígidos, sino que bajo la acción de las fuerzas exteriores, dentro de ciertos límites, cambian su forma (se deforman).

Esto influye notablemente sobre las leyes de distribución de las fuerzas interiores en el sólido tensionado, aunque las deformaciones son generalmente insignificantes y sólo se pueden apreciar en la mayoría de los casos empleando instrumentos muy sensibles.

Tracción y Compresión.- Se entiende por tracción cuando en las secciones transversales de las barras aparecen solamente fuerzas normales, mientras que en el resto de las fuerzas interiores (fuerza cortante, momento torsor y momento flector) es igual a cero. Lo más usual es el caso de tracción de una barra por fuerzas aplicadas en sus extremos, donde la fuerza va dirigida desde la sección hacia afuera. La compresión se diferencia de la tracción, por el sentido de la fuerza, en este caso esta va dirigida desde afuera hacia la sección de la barra.

Ecuaciones Básicas en el Diseño de Tanques de Acero

Estas ecuaciones se basan en la teoría de la flexión de las bóvedas cilíndricas distribuidas simétricamente. En este caso general, aparecen en las secciones momentos flectores y fuerzas normales. Los tanques de almacenamiento simulan a un cilindro de paredes delgadas en comparación al radio R , distribuidos simétricamente.

Se debe tener en cuenta las siguientes suposiciones:

Invariabilidad de la normal

Las capas del cilindro no presionan unas sobre las otras.

El cilindro circular de paredes delgadas de radio R y de espesor h constante se somete a cierta carga simétrica respecto al eje. (Fig. 2.3)

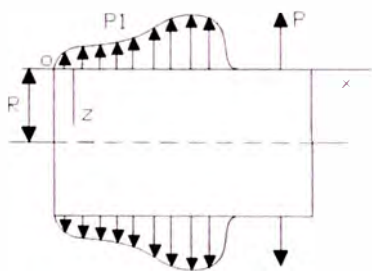


Fig. 2.3

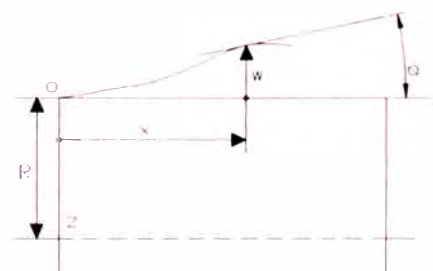


Fig 2.4

Las deformaciones y las tensiones que surgen en la bóveda también son simétricas respecto al mismo eje y por lo tanto el cilindro deformado constituye un cuerpo de revolución. La forma de este cuerpo se determina por la generatriz flexionada del cilindro.

Siendo w el desplazamiento radial y por ϑ el ángulo de inclinación de la tangente a la generatriz de la superficie media del cilindro. Luego, de la (Fig. 2.4):

$$\vartheta = - \frac{dw}{dx} \quad \dots (2.1)$$

El desplazamiento w se mide hacia fuera del eje del cilindro.

Cuando se trata de deformaciones pequeñas, existe una dependencia lineal entre las componentes del estado tensional y del estado deformacional y se denomina ley de Hooke generalizada.

El alargamiento unitario en la dirección x , debido a la tensión σ_x , será σ_x / E .

A la tensión σ_y , le corresponde los alargamientos en la dirección x , de signo opuesto e igual a $-\mu\sigma_y / E$.

Por lo tanto:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} (\sigma_x - \mu\sigma_y)$$

Análogamente:

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} (\sigma_y - \mu\sigma_x)$$

A estos alargamientos le corresponden las tensiones σ_x y σ_y relacionadas con aquellos por la ley de Hooke, según las ecuaciones de deformación que se mostrarán más adelante.

Ecuaciones de Compatibilidad de las Deformaciones:

El alargamiento unitario ε_x del segmento AB (Fig. 2.5), situado a la distancia z de la superficie media se obtiene como la suma de dos componentes: Del alargamiento ε_0 de la superficie media y del alargamiento originado por la curvatura de la generatriz del cilindro. Este último es $z(d\vartheta/dx)$

El alargamiento completo de la capa AB será:

$$\varepsilon_x = \varepsilon_0 + z \frac{d\vartheta}{dx} \quad \dots (2.2)$$

El alargamiento en la dirección circunferencial es:

$$\varepsilon_y = \frac{w}{R} \quad \dots (2.3)$$

Ecuaciones de Deformación – Esfuerzo de cada elemento

Expresando las tensiones, por las deformaciones.

$$\sigma_x = \frac{E}{1 - \mu^2} (\epsilon_x + \mu \epsilon_y) \quad \dots (2.4)$$

$$\sigma_y = \frac{E}{1 - \mu^2} (\epsilon_y + \mu \epsilon_x) \quad \dots (2.5)$$

De acuerdo a las expresiones (2.2) y (2.3)

$$\sigma_x = \frac{E}{1 - \mu^2} \left(\epsilon_o + \mu \frac{w}{r} + z \frac{d\theta}{dx} \right) \quad \dots (2.6)$$

$$\sigma_y = \frac{E}{1 - \mu^2} \left(\mu \epsilon_o + \frac{w}{r} + \mu z \frac{d\theta}{dx} \right) \quad \dots (2.7)$$

En las secciones del cilindro (tanto axiales como transversales) surgen momentos flectores y fuerzas normales que se determinan por las tensiones σ_x y σ_y .

Fig. 2.5

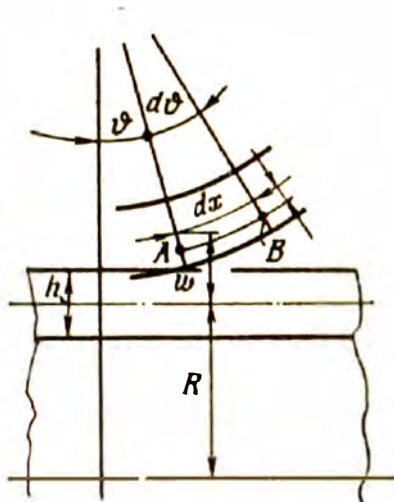
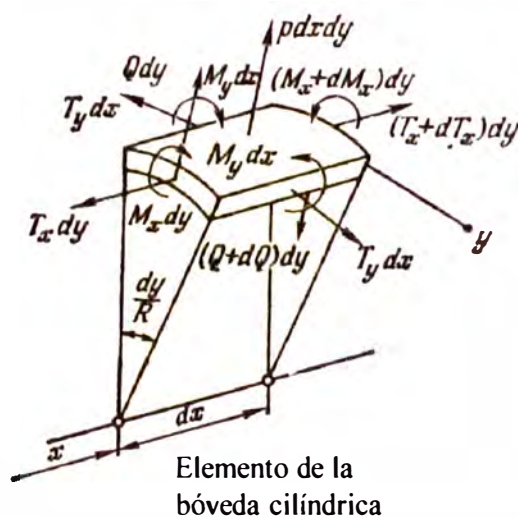


Fig. 2.6



Elemento de la bóveda cilíndrica

Las fuerzas normales en los planos hdy y hdx (Fig. 2.6), referidos a la unidad de longitud del arco de la sección serán:

$$T_x = \int_{-h/2}^{+h/2} \sigma_x dz \quad T_y = \int_{-h/2}^{+h/2} \sigma_y dz$$

Calculamos los momentos flectores en las mismas secciones:

$$M_x = \int_{-h/2}^{+h/2} \sigma_x z dz \quad M_y = \int_{-h/2}^{+h/2} \sigma_y z dz$$

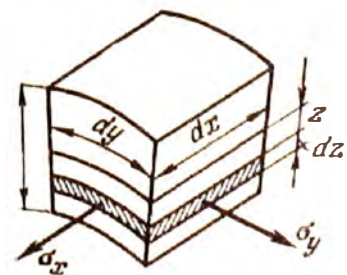


Fig. 2.7

Teniendo en cuenta las expresiones (2.1), (2.4) y (2.5), determinamos las fuerzas T_x y T_y y los momentos M_x y M_y en función del desplazamiento w

$$T_x = \frac{Eh}{1 - \mu^2} \left(\varepsilon_o + \mu \frac{w}{R} \right) \quad T_y = \frac{Eh}{1 - \mu^2} \left(\frac{w}{R} + \mu \varepsilon_o \right) \quad \dots (2.8)$$

$$M_x = D \frac{d^2 w}{dx^2} \quad M_y = \mu D \frac{d^2 w}{dx^2} \quad D = \frac{Eh^3}{12(1 - \mu^2)} \quad \dots (2.9)$$

Ecuaciones de Equilibrio:

De la (Fig. 2.6), aplicamos a sus caras las fuerzas y momentos resultantes que son iguales a: T_x , T_y , M_x y M_y multiplicados por dy y dx respectivamente. Aparte de los cuatro factores de fuerza citados, aplicamos también la fuerza cortante Qdy . Las fuerzas exteriores se caracterizan por la presión $p = p(x)$.

Al pasar de la cara de coordenadas x a la de coordenada $x + dx$, las fuerzas reciben los incrementos correspondientes. En las secciones axiales, debido a la simetría, permanecen constantes los factores de fuerza.

Primera Condición de Equilibrio

Proyectando las fuerzas sobre el eje del cilindro, obtendremos:

$$dT_x = 0, T_x = \text{constante}$$

Esto demuestra que la fuerza axial se determina por las condiciones de sollicitación del cilindro en los extremos. Consideramos en adelante que estas condiciones están dadas y que la fuerza T_x es conocida.

Segunda Condición de Equilibrio

Proyectando las fuerzas sobre la dirección del radio.

$$-T_y dx \frac{dy}{R} - dQ dy + p dx dy = 0 \quad \frac{dQ}{dx} = p - \frac{T_y}{R} \quad \dots (2.10)$$

Tercera Condición de Equilibrio

Igualando a cero la suma de todos los momentos respecto al eje tangente al arco de la sección normal (eje y)

$$Q dy dx = dM_x dy \quad Q = \frac{dM_x}{dx} \quad \dots (2.11)$$

El resto de las ecuaciones de equilibrio, debido a la simetría, se satisface automáticamente para valores cualesquiera de los esfuerzos activos.

De las ecuaciones (2.8) excluimos ϵ_0 y de las ecuaciones (2.10) y (2.11), la fuerza cortante Q . Así obtendremos:

$$T_y = \frac{Ehw}{R} + \mu T_x \quad \frac{d^2 M_x}{dx^2} = p - \frac{T_y}{R} \quad \dots (2.12)$$

Excluimos de estas ecuaciones T_y y resulta,

$$\frac{d^2 M_x}{dx^2} = p - \frac{Ehw}{R^2} - \frac{\mu T_x}{R} \quad \dots (2.13)$$

Recurriendo a la expresión (2.9) y excluyendo el momento flector M_x , se obtiene una ecuación con una incógnita que es el desplazamiento w .

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + 4k^4 w = \frac{p}{D} - \frac{\mu T_x}{RD} \quad \dots (2.14) \quad 4k^4 = \frac{Eh}{R^2 D} = \frac{12(1-\mu^2)}{R^2 h^2} \quad \dots (2.15)$$

El problema se reduce a la ecuación diferencial (2.14). El tanque cilíndrico (bóveda cilíndrica) puede interpretarse como un conjunto de franjas que se flexionan conjuntamente y que están unidas entre sí por fuerzas elásticas (Fig. 2.8).

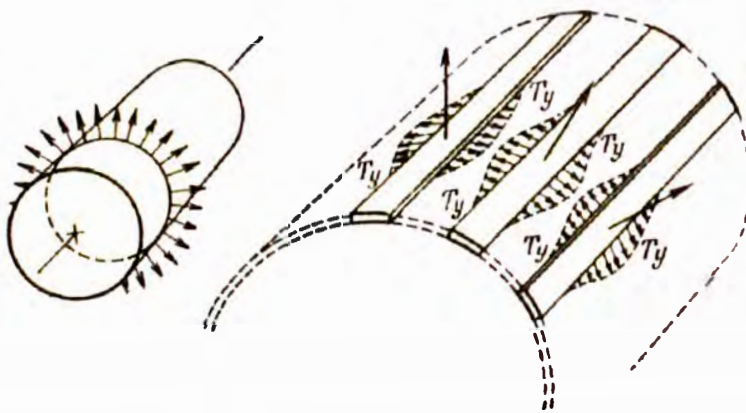


Fig 2.8

Una vez resuelta la ecuación y después de obtener w , por la ecuación (2.9) se determinan los momentos M_x y M_y , de la ecuación (2.12) se determina T_y y de la ecuación (2.11) se puede obtener la fuerza cortante.

$$Q = D \frac{d^3 w}{dx^3} \quad \dots (2.16)$$

Las tensiones máximas se determinan por las expresiones (2.6) y (2.7), para $z = +h/2$ ó $z = -h/2$

$$\sigma_x = \frac{E}{1-\mu^2} \left(\left(\epsilon_0 + \mu \frac{w}{R} \right) \pm \frac{h}{2} \frac{d^2 w}{dx^2} \right) \quad \sigma_y = \frac{E}{1-\mu^2} \left(\left(\mu \epsilon_0 + \frac{w}{R} \right) \pm \mu \frac{h}{2} \frac{d^2 w}{dx^2} \right)$$

Eliminando aquí, mediante las expresiones (2.8) y (2.9), las magnitudes $(\epsilon_0 + \mu w/R)$, $(\mu\epsilon_0 + w/R)$, (d^2w/dx^2) y $(\mu d^2w/dx^2)$, obtendremos:

$$\dots (2.17)$$

Así pues, las fuerzas interiores, y después las tensiones, se expresan por el desplazamiento w .

La solución de la ecuación (2.14), se puede escribir:

Siendo w^* , la solución particular que se obtiene en función de la ley de variación de p a lo largo de la generatriz.

Para obtener las cuatro constantes, es necesario fijar cuatro condiciones de borde y resolver después el sistema de cuatro ecuaciones.

En la mayoría de los casos este sistema resulta mal vinculado y se descompone en dos sistemas de dos ecuaciones cada uno. Con suficiente exactitud las constantes C_1 y C_2 se determinan independientemente de las constantes C_3 y C_4 . Esto se explica por el hecho de que los sumandos en (2.18) tienen carácter distinto.

El primer sumando, es una función que disminuye rápidamente.

$$e^{-kx}(C_1 \operatorname{sen} kx + C_2 \operatorname{cos} kx)$$

El segundo, es una función que aumenta rápidamente

$$e^{+kx}(C_3 \operatorname{sen} kx + C_4 \operatorname{cos} kx)$$

Si la longitud del cilindro L es suficientemente grande (corresponde a la altura del tanque) y la función:

$$e^{-kx}(C_1 \operatorname{sen} kx + C_2 \operatorname{cos} kx)$$

Cuando x se acerca a L adquiere valores despreciablemente pequeños, entonces se puede considerar que la deformación del cilindro en las proximidades del segundo extremo no depende de las condiciones en las inmediaciones del primero. Así, pues en el caso de un cilindro suficientemente largo, existe la posibilidad de analizar el estado tensional para valores pequeños de x , prescindiendo de la función creciente:

$$e^{+kx}(C_3 \operatorname{sen} kx + C_4 \operatorname{cos} kx)$$

Es decir, suponiendo que $C_3 = C_4 = 0$.

De la misma manera, suponiendo que $C_1 = C_2 = 0$ y manteniendo solamente el sumando creciente, se puede analizar el estado tensional del cilindro en el caso de valores de x próximos a L .

Aplicación a Tanques de Almacenamiento de Productos Líquidos

El tanque contiene líquido de densidad (γ) hasta una altura H y se somete a una presión interior (p) proveniente del líquido en su interior. Se sabe que p depende de la posición en x ; por lo tanto $p = p(x)$. El tanque tiene una altura total (H_t).

Siendo:

$p = \gamma(H-x)$, γ = Densidad del producto, H = altura del líquido en el tanque

Debido a la simetría consideramos que la fuerza axial de tracción T_x es igual a cero, luego de la ecuación (2.13), tendremos:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + 4k^4 w = \frac{p}{D} \quad \dots (2.19)$$

La solución particular de la ecuación será:

$$w^* = \gamma(H-x)/4k^4 D = \gamma(H-x)R^2/Eh = p/4k^4 D \quad \dots (2.20)$$

La solución de la ecuación será:

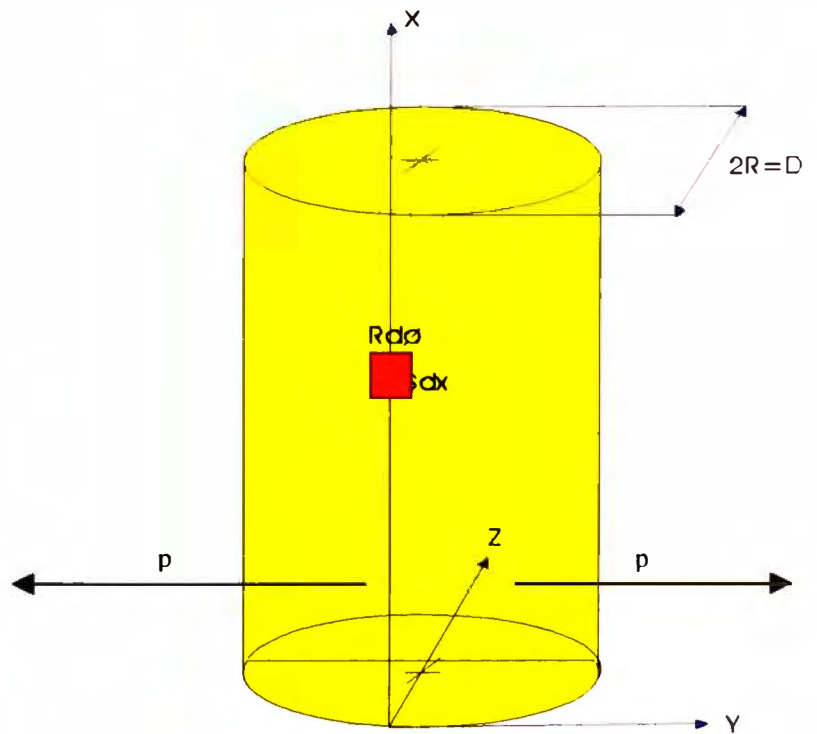
$$w = e^{-kx}(C_1 \text{sen} kx + C_2 \text{cos} kx) + e^{+kx}(C_3 \text{sen} kx + C_4 \text{cos} kx) + \frac{\gamma(H-x)R^2}{Eh} \quad \dots (2.21)$$

De la ecuación (2.8):

$$\epsilon_0 = -\mu w/R \quad \dots (2.22)$$

$$T_y = Eh \frac{w}{R} \quad \dots (2.23)$$

Altura del tanque: H_t
Radio del tanque: R
Altura del líquido en el tanque: H
Espesor del tanque: h
Fuerzas exteriores: p
Coef. Poisson: μ (adimensional)
Módulo de elasticidad, etc. física del material: E (Kg/cm^2)

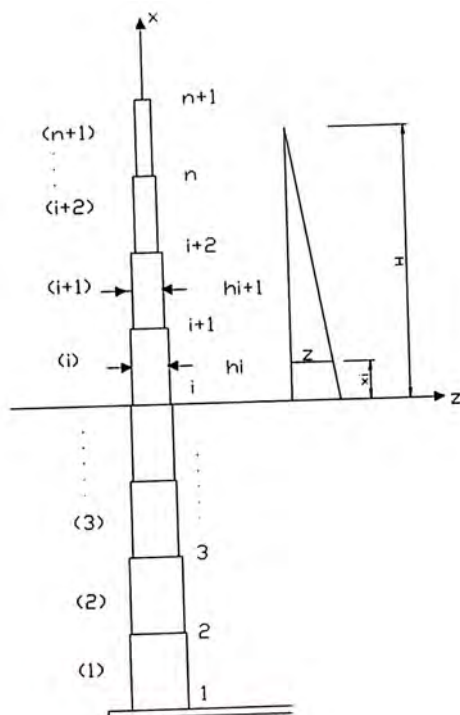


Tanque de Almacenamiento

Fig 2.9

Tanques de Almacenamiento - Juntas Soldadas (Anillos)

Fig 2.10



Tanque de varios anillos de diferente espesor.

n: Número de anillos en el tanque

En el anillo (i), se tiene:

Espesor del anillo: h_i

Posición respecto a la parte inferior del anillo (i): x_i

Desplazamientos y Esfuerzos

Se podrá obtenerse los desplazamientos y esfuerzos a cualquier posición x desde la parte inferior del anillo (i).

Conociendo los valores de los coeficientes: $C_1^i, C_2^i, C_3^i, C_4^i$

En el anillo (i)

Desplazamiento Radial, $w(x)$:

$$w(x) = e^{-kx} (C_1^i \operatorname{sen} kx + C_2^i \operatorname{cos} kx) + e^{+kx} (C_3^i \operatorname{sen} kx + C_4^i \operatorname{cos} kx) + \frac{\gamma(H-x)R^2}{Eh} \quad \dots (2.24)$$

Desplazamiento Angular, $\vartheta = dw(x)/dx = w'(x)$:

$$w'(x) = k(e^{-kx} (\operatorname{cos} kx - \operatorname{sen} kx) C_1^i - e^{-kx} (\operatorname{sen} kx + \operatorname{cos} kx) C_2^i + e^{+kx} (\operatorname{sen} kx + \operatorname{cos} kx) C_3^i + e^{+kx} (\operatorname{cos} kx - \operatorname{sen} kx) C_4^i - \frac{\gamma R^2}{Eh}) \quad \dots (2.25)$$

Fuerza Axial:

$$T_y = \frac{Ehw}{R} \quad T_x = 0 \quad \epsilon_0 = -\frac{\mu w}{R} \quad \dots (2.26)$$

Momento Flector vertical $M(x)=D(d^2w/dx^2)=Dw''(x)$:

$$w''(x) = 2k^2 \left(-e^{-kx} \cos kx C_1^i + e^{-kx} \operatorname{sen} kx C_2^i + e^{+kx} \cos kx C_3^i - e^{+kx} \operatorname{sen} kx C_4^i \right) = M(x)/D \quad \dots (2.27)$$

Fuerza cortante vertical $Q = dM(x)/dx = D(d^3w/dx^3)=Dw'''(x)$:

$$w'''(x) = 2k^3 \left(e^{-kx} (\operatorname{sen} kx + \cos kx) C_1^i + e^{-kx} (\cos kx - \operatorname{sen} kx) C_2^i + e^{+kx} (\cos kx - \operatorname{sen} kx) C_3^i - e^{-kx} (\operatorname{sen} kx + \cos kx) C_4^i \right) = Q/D \quad \dots (2.28)$$

Momento Flector $M_y(x) = \mu D(d^2w(x)/dx^2) = \mu Dw''(x) = \mu M(x)$:

$$M_y(x) = \mu D \frac{d^2w(x)}{dx^2} = \mu M(x) \quad \dots (2.29)$$

Los coeficientes para los (n) anillos del tanque podrán ser calculados, estableciéndose las siguientes consideraciones:

Condiciones de las (n-1) Juntas Soldadas

En la junta (i+1), entre el borde superior del anillo (i) y el borde inferior del anillo (i+1), se debe cumplir lo siguiente:

Igualdad de desplazamientos radiales:

$$w_i(b_i) = w_{i+1}(0) \quad \dots (2.30)$$

Igualdad de momentos flectores

$$M(x) = D_i w_i''(b_i) = D_{i+1} w_{i+1}''(0) \quad \dots (2.32)$$

Igualdad de rotaciones

$$w_i'(b_i) = w_{i+1}'(0) \quad \dots (2.31)$$

Igualdad de fuerzas cortantes

$$Q(x) = D_i w_i'''(b_i) = D_{i+1} w_{i+1}'''(0) \quad \dots (2.33)$$

Siendo: b_i la altura del anillo i

Condiciones de Borde del Fondo del Tanque

Se establece una relación directa entre los desplazamientos radiales y las fuerzas cortantes. De igual manera, entre las rotaciones angulares y los momentos flectores.

$$K_1 w = K_2 \frac{w'''}{2k^3} \quad \dots (2.34)$$

$$K_3 w' = K_4 \frac{w''}{2k^2} \quad \dots (2.35)$$

Donde los valores de D_1 , D_2 , D_3 y D_4 :

Condiciones de borde del fondo	K_1	K_2	K_3	K_4
Libre	0	1	0	1
Articulado	1	0	0	1
Empotrado	1	0	1	0

Condiciones de Borde Superior del Tanque

El borde superior del cilindro, generalmente termina en un perfil angular o una sección compuesta. Sobre éste se apoya la estructura del techo, si es que existe.

Siempre será posible plantear el siguiente tipo de relaciones que establezcan la compatibilidad de desplazamientos y el equilibrio de fuerzas entre el borde superior del cilindro y la viga de rigidez (para los tanques sin techo) o el borde perimetral del techo.

$$K_1 w + K_2 \frac{w'''}{2k^3} = K_5 \dots (2.36) \quad K_3 w' + K_4 \frac{w''}{2k^2} = K_6 \dots (2.37)$$

Las condiciones en las $(n-1)$ juntas intermedias, proporcionan $4(n-1)$ ecuaciones. Las 2 ecuaciones para el borde del fondo y las otras dos ecuaciones para el borde superior completan las $4n$ ecuaciones para obtener los coeficientes de cada anillo.

La solución de este sistema de ecuaciones (matriz de $4n$ ecuaciones) dará los coeficientes C para cada anillo del tanque. Teniendo los valores C , se define la solución de las ecuaciones de desplazamiento y esfuerzos en cada anillo.

2.3 DETALLES DE CIMENTACION

Suelo y Subsuelo de Cimentación

Cuando el subsuelo natural no pueda soportar la presión del tanque lleno de líquido, mediante una cimentación superficial, se podrá seguir uno de los siguientes métodos:

- A) Remover el material objetado, reemplazarlo por un material adecuado y compactado.
- B) Compactar el material suelto, bajando el contenido de humedad mediante drenaje.
- C) Compactar el material suelto, hincando pilotes cortos o aplicando una sobrecarga de tierra seca u otro material.
- D) Transferir la carga a un estrato más profundo del sub-suelo, mediante pilotes de punta. Esto significará la construcción de una losa sobre los pilotes para distribuir la carga del tanque.

Base del Tanque:

La base del tanque debe estar como mínimo a 0.30 m. (12"), por encima del terreno circundante, después que el tanque se ha asentado. Esta elevación permitirá un adecuado drenaje, para mantener la base completamente seca. La capa superior de 0.10 m., será de arena limpia, grava o piedra chancada, (tamaño máximo de 1").

La superficie de la base se conformará según el diseño del fondo del tanque.

Anillo de Concreto

Configuración general

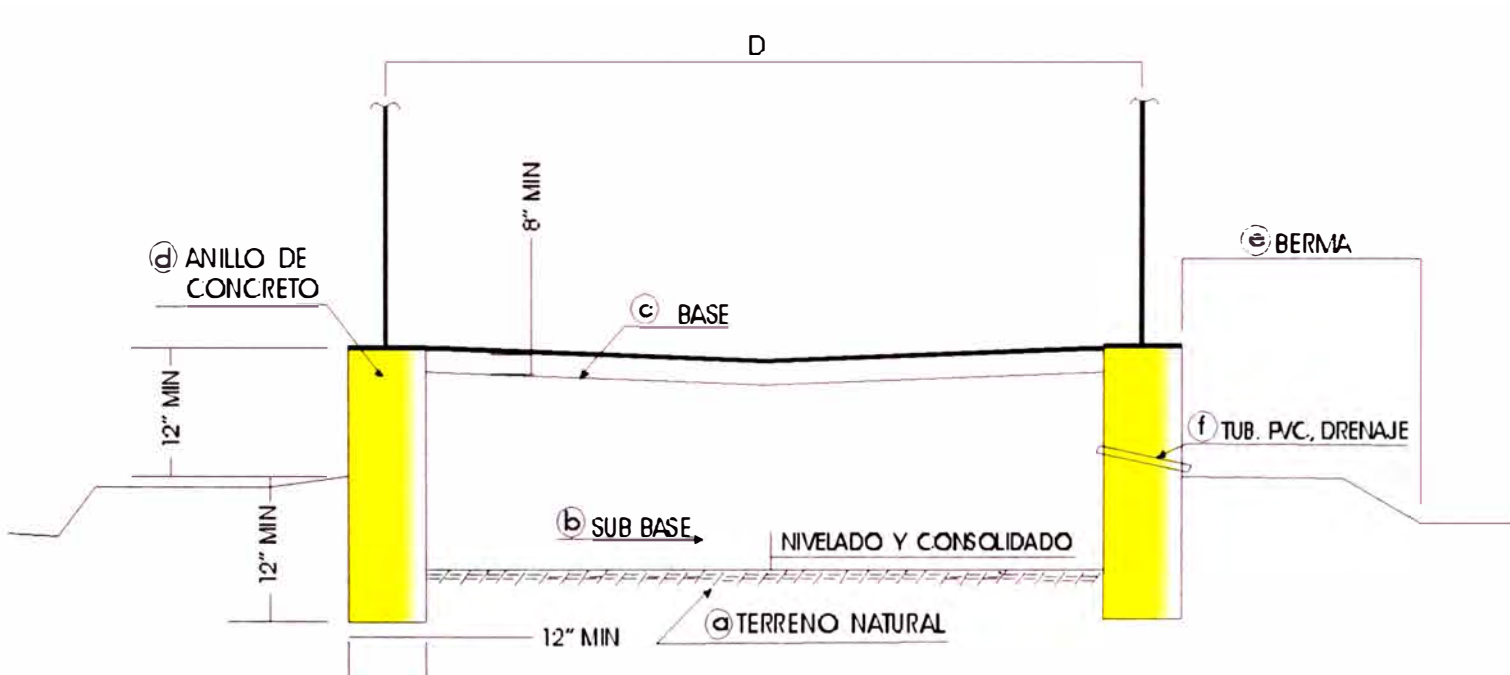


Fig 2.11

- a Terreno natural, excavado a la cota que sea capaz de soportar la presión de contacto debido al peso del tanque y su contenido, sin sufrir grandes asentamientos, nivelado y consolidado superficialmente.
- b Sub-base, relleno de material seleccionado y compactado.
- c Base, de arena fina, piedra partida o arenado grueso.
- d Anillo de concreto armado.
- e Berma, alrededor del anillo de concreto conformado con piedra partida y agregado grueso.
- f Drenes en el anillo de concreto, para mantener seca la base y sub-base.

Fig 2.12

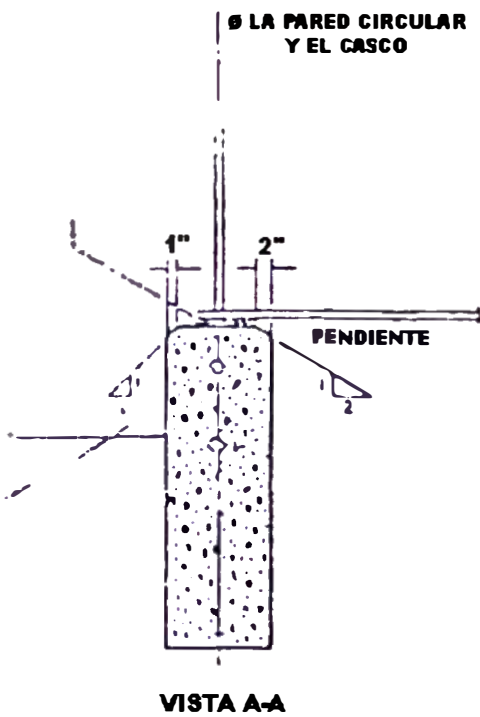


Fig 2.13

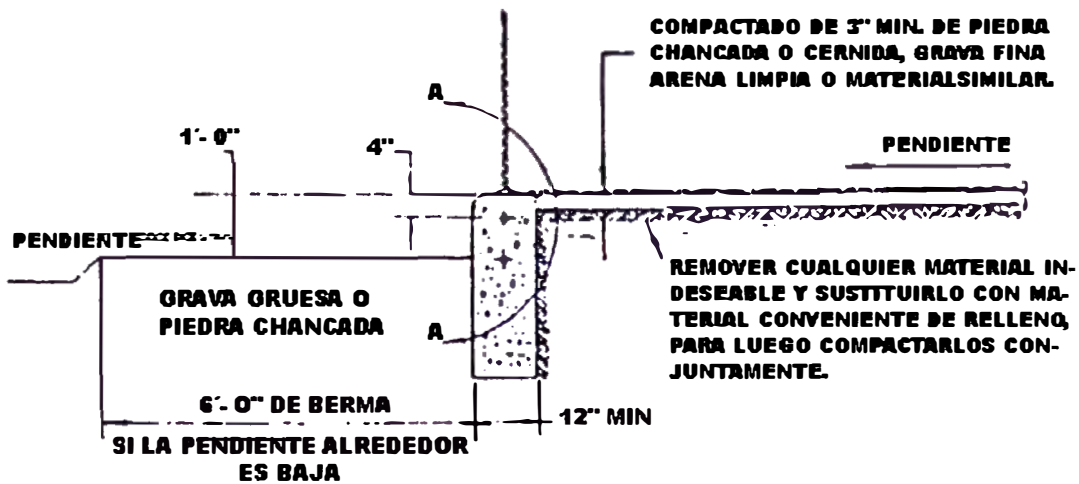
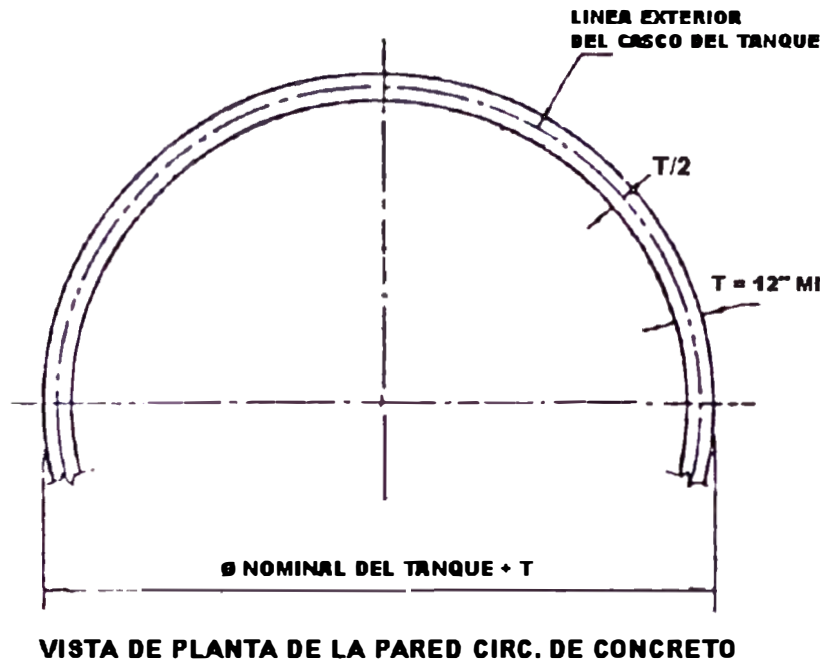


Fig 2.14

Detalle Típico Muro Contra Incendio

Siempre que se disponga de los materiales y de los espaciamientos necesarios, se preferirán los muros de tierra, por su economía. Los hidrocarburos altamente móviles, tales como la gasolina y el diesel requieren diques muy impermeables, construidos con arcilla compactada, plásticos u otros materiales sintéticos.

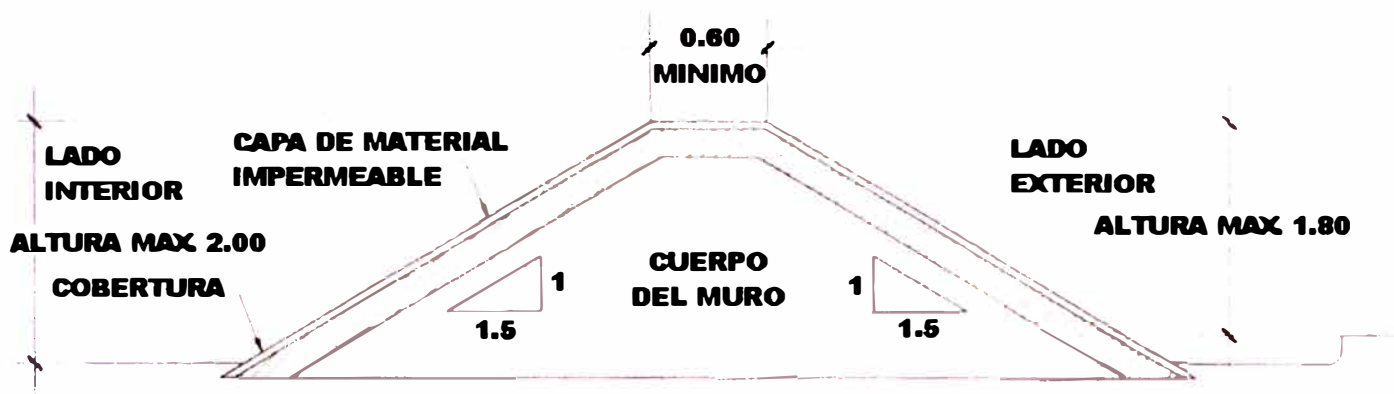


Fig 2.15

Tipo de Suelo	Clasificación	Capa de material impermeable
Impermeable	GC, SC, CL	
Semipermeable	GM, SM, ML	0.10 m.
Permeable	SW, GW, SP, GP	0.20 m.

Si el material del muro es permeable deberá considerarse una capa de revestimiento impermeable. La superficie del muro se protegerá contra la erosión y el desmoronamiento, mediante un tratamiento adecuado.

El área encerrada por los muros contra incendio deberá estar libre de maleza. Asimismo deberá eliminarse el suelo vegetal y toda materia orgánica. Se deberá considerar las facilidades del drenaje, dentro de la poza, si la filtración del agua de lluvia a través del piso de la poza demora más de 24 horas.

Se deberá prever la construcción de escaleras de acceso a las pozas, en el número suficiente y en las ubicaciones adecuadas, a fin de evitar el tránsito de personal sobre los muros. Se deberá prever la construcción de rampas de acceso a las pozas, para efectos de mantenimiento o acciones de seguridad.

Detalle de Cimentación del Tanque de Solvente (TK - 46)

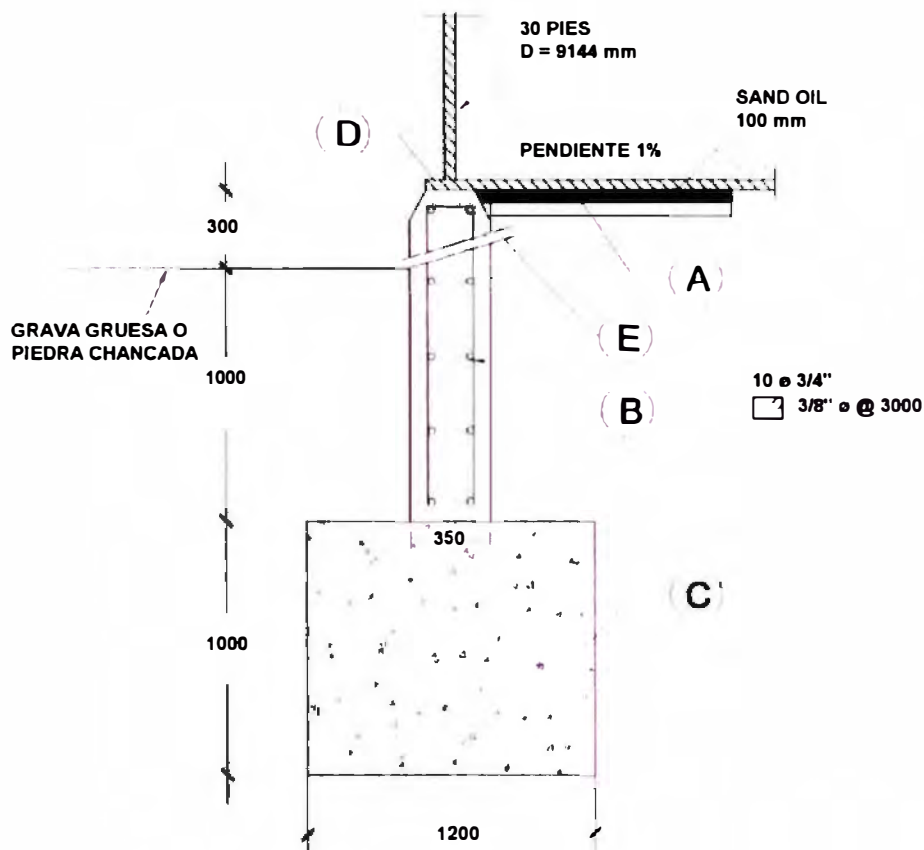


Fig 2.16

A = RELLENO GRANULAR DE 0.10M., COMPACTADO
 B = CONCRETO $f_c = 210 \text{ Kg/cm}^2$, CONCRETO TIPO V,
 RELACION A/C = 0.45, RENDIMIENTO = 50 MM
 C = CONCRETO $f_c = 140 \text{ Kg/cm}^2$, CONCRETO TIPO V,
 A/C = 0.45
 D = RECUBRIMIENTO ASFALTICO
 E = TUBO DE PVC 1 1/2" @ 2 M.

Impermeabilización de la Base del Tanque

La base del tanque debe ser recubierta con una capa de arena-aceite (sand-oil). La finalidad del "sand-oil" consiste en impermeabilizar la base del tanque en contacto directo con las planchas del fondo de los tanques de almacenamiento, como medio de protección anticorrosiva, así como tener una capa elástica que absorba las posibles deformaciones del fondo.

La proporción de arena-aceite debe ser tal que, después de ser aplicada a la base de sand-oil, el contenido de aceite en dicha base sea de 8 lt/m^2 . La mezcla de "sand-oil" debe instalarse con cuidado sobre una superficie seca y se deberá extender y compactar cuidadosamente, para que el resultado sea óptimo.

Esta cantidad equivale a:

Aceite por m ³ de Mezcla arena-aceite	Espesor de la base
80 Lt. (21.14 Gal.)	10 cm.
160 Lt. (42.27 Gal.)	5 cm.
100 Lt. (26.45 Gal.)	8 cm.

Espesor de la capa de “sand-oil”:

Para tanques pequeños (ϕ 50 pies) : 10 cm.

Para tanques grandes (ϕ 60 pies) : 5 cm.

Estos espesores son referenciales, pudiendo ser de 8 cms. para ambos casos, lo que es indispensable es que la capa sea uniforme, compacta, continua y resistente.

A continuación describiremos el procedimiento utilizado para la impermeabilización de la base del tanque N° 46 en Refinería Conchán. El diseño de la cimentación del tanque cilíndrico vertical se muestra en la Fig. 2.16, y se requiere que la capa de “sand-oil” este sobredimensionada un 20% más con relación a las especificaciones anteriormente descritas. Asimismo, el espesor de la capa debe tener 10 cm (0.1 m) y la relación óptima requerida: Aceite en litros por m³ de mezcla arena-aceite es igual a 160.

Características del tanque N° 46: Diámetro = 30 ft (9.15 m) y altura = 40 ft

Determinaremos la cantidad de residual 6, diesel y arena utilizada en la mezcla y la nueva relación de arena-aceite en la base del tanque.

$$\text{Volumen de la mezcla arena-aceite} = \frac{\pi D^2 H}{4} = \frac{\pi (9.15)^2 0.1}{4} = 6.58 m^3$$

$$\text{Volumen 20\% sobredimensionado} = 6.58 m^3 + 0.20(6.58 m^3) \approx 8 m^3$$

$$160 \text{ litros aceite} / m^3 \text{ mezcla} = \text{Volumen total de aceite (litros)} / 8 m^3 \text{ mezcla}$$

$$\text{Volumen Total del Aceite} = 1,280 \text{ litros} = 338 \text{ galones}$$

$$\text{Volumen Total del Aceite} = \text{Volumen residual 6} + \text{Volumen Diesel 2}$$

$$\text{Residual 6} = 75 \% (338) = 253 \text{ galones}$$

$$\text{Diesel 2} = 25\% (338) = 85 \text{ galones}$$

$$\text{Volumen arena seca} = \text{Volumen de la mezcla arena-aceite} - \text{Volumen total aceite}$$

$$\text{Volumen arena seca} = 8 m^3 - 338 gal \left(\frac{3.785 \text{ litros}}{1 gal} \right) \left(\frac{1 m^3}{1,000 \text{ litros}} \right) = 6.72 m^3$$

$$\text{El contenido de aceite en la base: } 160 m^3 / 0.1 m = 16 \text{ lt}/m^2.$$

2.4 **DISEÑO DE JUNTAS (UNIONES)**

Las siguientes definiciones deberán aplicarse a los diseños de uniones de tanques:

1. Uniones a tope doblemente soldadas: Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano y son soldados por ambos lados.
2. Uniones a tope de soldadura simple y respaldo: Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano, soldadas por un lado solamente con el uso de una platina, barra u otro material adecuado de respaldo.
3. Uniones traslapadas doblemente soldadas: Una unión entre dos piezas superpuestas en la cual los bordes superpuestos de ambos miembros son soldados con soldadura de filete.
4. Unión traslapada de soldadura simple: Una unión entre 2 elementos superpuestos en la cual el borde superpuesto de uno de los elementos es soldado con una soldadura filete.
5. Soldadura a tope: Una soldadura localizada en una ranura entre los extremos de 2 elementos, las ranuras pueden ser cuadradas, V (simple o doble), U (simple o doble) o de simple o doble bisel.
6. Soldadura de filete: Una soldadura de una sección recta aproximadamente triangular, uniendo las superficies que se encuentran aproximadamente en ángulo recto entre sí, como en una unión de traslape, unión tee o junta de esquina.
7. Soldadura de filete completo: Una soldadura de filete cuyo tamaño es igual al espesor de la plancha más delgada que se está uniendo.
8. Soldadura de puntos provisional: Una soldadura efectuada para sujetar las partes de un elemento soldado hasta que se realice la soldadura final.

SOLDADURA DE TANQUES

A. SOLDADURA HORIZONTAL (Ambos lados)

Electrodo E-6010 (Negativo)

ESPEJOR PLANCHA (pulg)	PREPARACION DE JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16	H-1	5/32	130	2	25
¼	H-1	5/32	130	2	17.5
5/16	H-1	5/32	140	3	14
3/8	H-1	3/16	170	4	10
7/16	H-1	3/16	170	Nota 2	8
½	H-1	3/16	170	Nota 2	6.2
5/8	H-1	3/16	170	Nota 2	4
¾	H-2	¼	250	Nota 2	3.9
		3/16 (Nota 1)	170		
1	H-2	¼	250	Nota 2	2.4
		3/16 (Nota 1)	170		

Nota 1: El último pase de cada lado será de 3/16". Los restantes de ¼".

Nota 2: El número de pases dependerá del soldador.

B. SOLDADURA PLANA (Un solo lado)

Electrodo E-6010 y E-6020

ESPEJOR PLANCHA (pulg)	PREPARACION DE JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16	P-1	E-6010 3/16	180	1	65
¼	P-2	E-6020 5/32	150	Primero	20
		E-6010 3/16	200	Segundo	
5/16	P-2	E-6010 5/32	150	Primero	19
		E-6020 1/4	200	Segundo	
3/8	P-2	E-6010 5/32	150	Primero	17
		E-6020 1/4	300	Segundo	
½	P-2	E-6010 5/32	150	Primero	12.5
		E-6020 1/4	300	2do. y 3ro.	

C. **SOLDADURA VERTICAL (Ambos lados)**

Electrodo E-6010

ESPEJOR PLANCHA (pulg)	PREPARACION DE JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16	V-1	5/32	130	2	25
1/4	V-2	5/32	130	2	17.5
5/16	V-2	5/32	140	2	14
3/8	V-2	3/16	150	2	10
7/16	V-2	3/16	170	3	8
1/2	V-2	3/16	170	3	6.2
5/8	V-2	3/16	170	Nota 3	4
3/4	V-2	3/16	170	Nota 3	2.9
1	V-2	3/16	170	Nota 3	1.7

Nota 3: El número de pases dependerá del soldador.

D. **SOLDADURA SOBRE CABEZA (Un solo lado)**

Electrodo E-6010

ESPEJOR PLANCHA (pulg)	PREPARAR JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16	C	3/16 (Nota 3)	150	2	15
1/4	C	3/16 (Nota 3)	150	3	12.5
5/16	C	3/16 (Nota 3)	170	4	9
3/8	C	3/16 (Nota 3)	170	5	6.7
7/16	C	3/16 (Nota 3)	170	Nota 4	5.2
1/2	C	3/16 (Nota 3)	170	Nota 4	4.1
5/8	C	3/16 (Nota 3)	170	Nota 4	2.9
3/4	C	3/16 (Nota 3)	170	Nota 4	2.1
1	C	3/16 (Nota 3)	170	Nota 4	1.3

Nota 4: El primer pase será con electrodo E-6010 1/8" o 5/32"

SOLDADURA PLANA (Unión cilindro al fondo)

ESPEJOR PLANCHA (pulg.)	PREPARAR JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg.)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16 a 3/4	D	E-6012 3/16	225	1	70
3/4 a 1	D	E-6012 1/4	300	1	60
1 a 1¼	D	E-6012 1/4	325	1	60

SOLDADURA PLANA (Uniones traslapadas)

ESPEJOR PLANCHA (pulg)	PREPARAR JUNTA	DIAMETRO ELECTRODO (pulg)	CORRIENTE (Amp.)	PASES	AVANCE (Pie/hr)
3/16	E	E-6012 3/16	225	1	70
3/4		E-6012 1/4	300	1	60

PREPARACION DE JUNTAS SOLDADAS PARA TANQUES

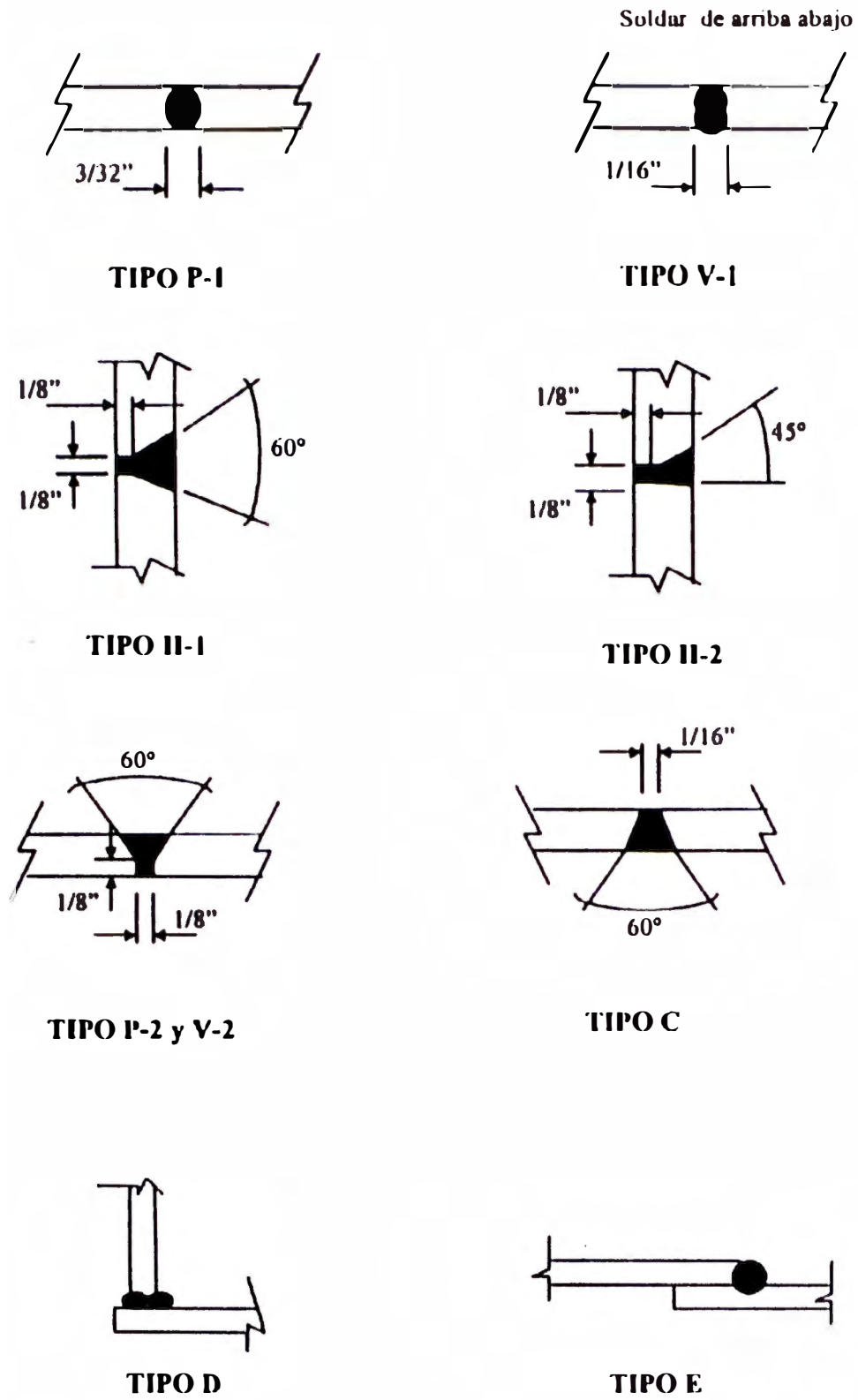


Fig. 2.17

2.5 CALCULO DEL ESPESOR DE PLANCHAS

De la ecuación de diseño del cilindro (2.24):

$$w(x) = e^{-kx}(C_1 \operatorname{sen} kx + C_2 \operatorname{cos} kx) + e^{+kx}(C_3 \operatorname{sen} kx + C_4 \operatorname{cos} kx) + \frac{\gamma(H-x)R^2}{Eh}$$

donde

C_1, C_2, C_3, C_4 : Constantes que resultan de resolver la ecuación diferencial

γ : Densidad del fluido

En el fondo del tanque, existe la posibilidad de analizar el estado tensional para un tanque de gran altura (H_1) para valores pequeños de x . Luego, podemos prescindir de la función creciente: $e^{kx}(C_3 \operatorname{sen} kx + C_4 \operatorname{cos} kx) \approx 0$, ya que se encuentra en contradicción evidente con la existencia del sumando. Por lo tanto, $C_3 = C_4 = 0$

Suponemos ahora que el borde en el fondo del tanque es libre. Por lo tanto; tenemos que el momento flector y la cortante, son nulas para $x = 0$. Es decir: ($w'' = 0, w''' = 0$) De estas 2 condiciones resulta: $C_1 = C_2 = 0$. Luego, hacemos $h = t =$ espesor del anillo

Por consiguiente:

$$w(x) = \gamma \left(\frac{H}{Eh} \right) R^2 \quad T_y = S(t)$$

El esfuerzo en el eje y :

$$T_y = \gamma HR = S(t)$$

Nomenclatura:

T_y : Fuerza normal (lbm/pulg)

S : Esfuerzo Permisible (lbm/pulg²)

t : Espesor (pulg)

r : radio tanque (pies)

D : diámetro tanque (pies)

H : altura del tanque (pies)

G : gravedad específica (adimensional)

$$\gamma hr = S(t) \quad S(t) = (62.37/24)G(D/2)H$$

$$t = \frac{2.6GDH}{S}$$

A fin de considerar el desplazamiento en el punto de máximo esfuerzo, debido a la restricción que ofrece la plancha inferior o del fondo, se ha tomado empíricamente, a 1 ft por encima del borde inferior de la plancha.

Luego:

$$t = \frac{2.6GD(H-1)}{S}$$

Esta es la fórmula básica que se usa en el API-650

Las planchas del cilindro serán, preferentemente., no menores de 6 pies de ancho.

En ningún caso los espesores nominales serán menores a los siguientes valores:

Diámetro (pies)	Espesor (pulg)
< 50	3/16
50 – 120	1/4
120 - 200	5/16
> 200	3/8

Diseño según Reglamentos (API-650)

Máximo esfuerzo(S) = 21,000 lbm/pulg²

Reducción por eficiencia de junta = 0.85

Los espesores de plancha se calcularán con el tanque lleno de agua a 60 °F o con el líquido por almacenarse, si fuera más pesado que el agua.

El espesor mínimo de la plancha se calculará según la siguiente fórmula:

$$t = \frac{2.6GD(H - 1)}{0.85(21,000)} + C_A$$

Nomenclatura

t: Espesor mínimo de la plancha (pulg.)

D: Diámetro del tanque (pies)

H: Altura máxima del líquido desde la parte inferior del anillo en consideración (pies)

G: Gravedad específica del líquido

C_A: Margen de corrosión (pulg.)

Para este diseño el espesor de la plancha no será mayor de ½ pulg.

La norma estándar API-650, cuenta en su parte final con una relación de apéndices. A continuación se detallarán aquellos concernientes a la determinación del espesor de las planchas del cilindro.

Apéndice D (1,978) – Diseño Básico para Cascos de Tanques

El máximo esfuerzo de diseño será de 21,000 lbm/pulg², incluyendo el factor de eficiencia de la junta.

El máximo esfuerzo en la prueba hidrostática será de 23,000 lbm/pulg², incluyendo el factor de eficiencia de la junta.

El espesor de diseño será calculado con el tanque lleno del líquido por almacenar.

El espesor de la prueba hidrostática será calculado con el tanque lleno de agua.

Para este diseño el espesor de la plancha no será mayor de 1 ½ pulg.

El espesor mínimo será el mayor de los siguientes valores:

Espesor de diseño

Espesor de Prueba hidrostática:

$$t = \frac{2.6GD(H-1)}{21,000} + C_A$$

$$t = \frac{2.6D(H-1)}{23,000}$$

Apéndice G (1,978) – Diseño de Alto Esfuerzo para Cascos de Tanques

Los máximos esfuerzos de diseño S_d y de la prueba hidrostática S_t , incluyendo el factor de eficiencia de la junta, se calculan según la tabla siguiente:

Se tomará el menor de los valores:

Siendo: S_y : Esfuerzo de fluencia
 S_u : Esfuerzo de rotura o tensión

	S_d	S_t
1er Anillo	$2/3 S_y$ ó $3/8 S_u$	$3/4 S_y$ ó $2/5 S_u$
Otros anillos	$2/3 S_y$ ó $2/5 S_u$	$3/4 S_y$ ó $3/7 S_u$

El esfuerzo de diseño se calculará con el tanque lleno de líquido por almacenar, donde el espesor de prueba hidrostática se calculará con el tanque lleno de agua. Para este diseño el espesor de la plancha no será mayor de 1¼ pulg. Los anillos superiores pueden ser aceros aprobados en el apéndice D. En este caso, el espesor se calculará según este apéndice.

Se deberá verificar la estabilidad al pandeo del tanque debido a presiones laterales de viento.

El espesor mínimo será el mayor de los siguientes valores:

Espesor de diseño

Espesor de Prueba hidrostática:

$$t = \frac{2.6GD(H-1)}{S_d} + C_A$$

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

Apéndice K (1,978) – Alternativa de Procedimiento para Calcular el Espesor del Casco del Tanque

Ofrece un método de diseño alternativo del cilindro del tanque que puede aplicarse a las Normas Básicas API-650, o a sus apéndices D y G. En cada caso los esfuerzos permisibles serán los recomendados por la norma básica o el apéndice correspondiente. El espesor correspondiente para cada anillo, será el mayor valor entre los espesores de diseño (más el margen de corrosión) y de prueba hidrostática. Se calcularán independientemente los espesores de las planchas para todos los anillos de diseño (sin el margen de corrosión) y el de la prueba hidrostática.

Se tendrá en cuenta, los espesores mínimos de las planchas de acuerdo al diámetro del tanque.

A) Espesores preliminares:

Espesor de diseño

$$t_d = \frac{2.6GD(H-1)}{S_d}$$

Espesor de Prueba hidrostática:

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

B) Primer Anillo

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

Se tomará el menor valor entre t_{1d} y el preliminar t_d

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

Se tomará el menor valor entre t_{1t} y el preliminar t_t

C) Segundo Anillo

Se halla la siguiente relación para el primer anillo:

$$\frac{h_1}{\sqrt{rt_1}}$$

Donde:
h1: altura del primer anillo (pulg)
r: radio del tanque (pulg)

Si esta relación es ≤ 1.375 entonces $t_2 = t_1$

Si esta relación es ≥ 2.625 entonces $t_2 = t_{2a}$ y

Si esta relación es > 1.375 pero < 2.625 entonces :

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

En donde:

t_{2a} : Espesor del anillo calculado según las fórmulas siguientes:

D) Anillos siguientes (Incluye al segundo anillo)

Se hallan las relaciones

$$K = t_l / t_u \quad C = \frac{K(K-1)}{1+K} \sqrt{K}$$

En donde:

t_l y t_u : Espesores de las planchas del anillo inferior y superior, respectivamente (pulg)

La posición x , del punto de máximo esfuerzo en cada anillo esta dado por el menor de los siguientes valores:

$$x_1 = 0.61 \sqrt{rt_u} + 3.84Ch$$

$$x_2 = 12Ch$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{rt_u}$$

Fórmulas alternativas ($H_u=12h$, H_u en pulg)

$$x_1 = 0.61 \sqrt{rt_u} + 0.32CH_u$$

$$x_2 = CH_u$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{rt_u}$$

Donde h , altura del borde inferior del anillo que se calcula al ángulo superior o al nivel del líquido (pies).

Espesor de Diseño

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d}$$

Espesor de prueba Hidrostática

$$t_d = \frac{2.6D(H - x/12)}{S_t}$$

Del par de conjunto de valores para espesores de diseño, (adicionando el margen de corrosión) y espesores de prueba hidrostática, se tomará el mayor valor. De todos estos valores se escogerá el espesor de la plancha.

De todos estos procedimientos para la determinación del espesor del casco de tanques, el apéndice K del API-650 constituye el método más preciso.

Para el Tanque de Solvente (TK - 46)

Bases de Cálculo

Cálculo Básico del Cilindro

Descripción:	Tanque de Solvente N° 3 – Refinería Conchán
Servicio:	Solvente de Petroperú N° 3
Diámetro nominal:	30 Ft = 9.143 mt
Altura del Tanque:	40 Ft = 12.195 mt
Material Planchas:	ASTM A283 Gr C (Todos los anillos)
Altura de los anillos:	5 FT = 1.524 mt (Todos los anillos)
Número de Anillos:	8
Specific Gravity:	0.7918
Margen de Corrosión(C_A):	1 mm = 0.03937 pulg
(X) Espesor de Diseño	(X) Espesor de la Prueba Hidrostática

Determinación del espesor de las Planchas según el Apéndice G (API-650/1978)

Plate Specification	Grade	Minimum Yield Strength (S_v)	Product Design Stress (S_d)	Hydrostatic Test Stress (S_t)
A-283	C	30000	20000	22500
Máximo 150 °F		36000	23200	24900
A Temp. Operacional		30600	20400	22950

Espesores de Diseño

$$t = \frac{2.6GD(H-1)}{S_d} + C_A$$

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

TABLA 1

Anillo	Altura (pies)	Altura (mt)	t_d (mm)	t_t (mm)	t req. (mm)		t req. (inch)	
					t_d	t_t	t_d	t_t
1	40	12.195	4.2189	3.6093	4.76		3/16	
2	35	10.671	3.6576	2.9820	4.76		3/16	
3	30	9.146	3.2766	2.5527	4.76		3/16	
4	25	7.622	2.8931	2.1234	4.76		3/16	
5	20	6.098	2.5121	1.6967	4.76		3/16	
6	15	4.573	2.1311	1.2675	4.76		3/16	
7	10	3.049	1.7501	0.8407	4.76		3/16	
8	5	1.524	1.3716	0.4191	4.76		3/16	

t req. = Espesor de la plancha mínimo requerido

Determinación del espesor de las Planchas según el Apéndice K (API-650/1978)

(X) Espesor de Diseño () Espesor de la Prueba Hidrostática

Primer Anillo (t_1)

$$t_d = \frac{2.6GD(H-1)}{S_d} \qquad t_d = \frac{2.6 \times 0.7918 \times 30(40-1)}{20400} = 0.1180 \text{ pulg}$$

$$t_d + C_A = 0.1180 + 0.03937 = 0.1574 \text{ pulg (1-Foot Method)}$$

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

$$t_{1d} = \left[1.06 - \frac{0.463 \times 30}{40} \left(\sqrt{\frac{40 \times 0.7918}{20400}} \right) \right] \left(\frac{2.6 \times 40 \times 30 \times 0.7918}{20400} \right) = 0.1267 \text{ pulg}$$

$$t_{1d} = t_1 = 0.1267 \text{ pulg.}$$

$$t_{1d} + C_A = 0.1267 + 0.03937 = 0.166 \text{ pulg}$$

Segundo Anillo (t_2) ($H = 35$ FT, $H_u = 420$ pulg.)

Donde:

h_1 : altura del primer anillo (pulg) = 60

r : radio del tanque (pulg) = 180

$$\frac{h_1}{\sqrt{rt_1}} = \frac{60}{\sqrt{180 \times 0.1267}} = 12.56 > 2.625$$

Luego: $t_2 = t_{2a}$

1er Tanteo

$$t_u = \frac{2.6GD(H-1)}{S_d} = \frac{2.6 \times 0.7918 \times 30 \times (35-1)}{20400}$$

$$t_u = 0.102934 \quad t_l = 0.1267$$

$$K = t_l / t_u = 1.2308858$$

$$C = \frac{K(K-1)}{1+K} = \frac{1.1094529 * (1.2308858 - 1)}{1 + 1.2308858} = 0.1082836$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{rt_u} + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{180 \times 0.102934} + 3.84 \times 0.1082836 \times 35 = 17.179018$$

$$x_2 = 12Ch = 12 \times 0.1082836 \times 35 = 45.4791$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{rt_u} = 1.22 \times \sqrt{180 \times 0.102934} = 5.2514049$$

$$x \min (x_1, x_2, x_3) = 5.2514049$$

$$x/12 = 0.437617$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 \times 0.7918 \times 30 \times (35 - 0.437617)}{20400} = 0.104636$$

2do Tanteo

$$t_u = 0.104636 \quad t_l = 0.1267$$

$$K = t_l / t_u = 1.21086$$

$$C = \frac{\sqrt{K(K-1)}}{1 + K\sqrt{K}} = \frac{1.1003928 * (1.2108643 - 1)}{1 + 1.2108643 * 1.1003928} = 0.0994816$$

$$x_1 = 0.61\sqrt{rt_u} + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61\sqrt{180 * 0.104636} + 3.84 * 0.0994816 * 35 = 16.017648$$

$$x_2 = 12Ch = 12 * 0.0994816 * 35 = 41.782272$$

$$x_3 = 1.22\sqrt{rt_u} = 1.22 * \sqrt{180 * 0.104636} = 5.2946426$$

$$x \min(x_1, x_2, x_3) = 5.2946426$$

$$x/12 = 0.4412202$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 * 0.7918 * 30 * (35 - 0.4412202)}{20400} = 0.1046256$$

3er Tanteo

$$t_u = 0.1046256 \quad t_l = 0.1267$$

$$K = t_l / t_u = 1.2109847$$

$$C = \frac{\sqrt{K(K-1)}}{1 + K\sqrt{K}} = \frac{1.1004475 * (1.2109847 - 1)}{1 + 1.2109847 * 1.1004475} = 0.0995348$$

$$x_1 = 0.61\sqrt{rt_u} + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{180} x 0.1046256 + 3.84 x 0.0995348 x 35 = 16.024667$$

$$x_2 = 12Ch = 12 x 0.0995348 x 35 = 41.804616$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{rt_u} = 1.22 x \sqrt{180} x 0.1046256 = 5.2943794$$

$$x \min (x_1, x_2, x_3) = 5.2943794$$

$$x/12 = 0.4411982$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 x 0.7918 x 30 x (35 - 0.4411982)}{20400} = 0.1046257$$

Como: $t_2 = t_{2a}$. $t_2 = 0.1046257$ pulg

$$t_2 + C_A = 0.1439 \text{ pulg}$$

Tercer Anillo (t_3) ($H = 30$ FT, $H_u = 360$ pulg)

1er Tanteo

$$t_u = \frac{2.6GD(H - 1)}{S_d} = \frac{2.6 x 0.7918 x 30 x (30 - 1)}{20400}$$

$$t_u = 0.0877966 \quad t_l = 0.1046257$$

$$K = t_l / t_u = 1.1916828$$

$$C = \frac{\sqrt{K(K-1)}}{1 + \sqrt{K}} = \frac{1.0916423 * (1.1916828 - 1)}{1 + 1.1916828 x 1.0916423} = 0.0909426$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{rt_u} + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{180} x 0.0877966 + 3.84 x 0.0909426 x 30 = 12.90155$$

$$x_2 = 12Ch = 12 x 0.0909426 x 30 = 32.739336$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{rt_u} = 1.22 x \sqrt{180} x 0.0909426 = 4.9360525$$

$$x \min (x_1, x_2, x_3) = 4.9360525$$

$$x/12 = 0.4113377$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 x 0.7918 x 30 x (30 - 0.4113377)}{20400} = 0.0895788$$

2do Tanteo

$$t_u = 0.0895788 \quad t_l = 0.1046257$$

$$K = t_l / t_u = 1.1679739$$

$$C = \frac{K(K-1)}{1+K} = \frac{1.0807284 * (1.1679739 - 1)}{1 + 1.1679739 * 1.0807284} = 0.0802445$$

$$x_1 = 0.61 \cdot r t_u + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61 \cdot 180 \times 0.0895788 + 3.84 \times 0.0802445 \times 30 = 11.693617$$

$$x_2 = 12Ch = 12 \times 0.0802445 \times 30 = 28.88802$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{r t_u} = 1.22 \times \sqrt{180 \times 0.0895788} = 4.8989015$$

$$x \min (x_1, x_2, x_3) = 4.8989015 \quad x/12 = 0.4082417$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 \times 0.7918 \times 30 \times (30 - 0.4082417)}{20400} = 0.0895881$$

3er Tanteo

$$t_u = 0.0895881 \quad t_l = 0.1046257$$

$$K = t_l / t_u = 1.1678527$$

$$C = \frac{K(K-1)}{1+K} = \frac{1.0806723 * (1.1678527 - 1)}{1 + 1.1678527 * 1.0806723} = 0.0801894$$

$$x_1 = 0.61 \sqrt{r t_u} + 3.84Ch$$

$$x_1 = 0.61 \cdot 180 \times 0.0895881 + 3.84 \times 0.0801894 \times 30 = 11.687399$$

$$x_2 = 12Ch = 12 \times 0.0801894 \times 30 = 28.868184$$

$$x_3 = 1.22 \sqrt{r t_u} = 1.22 \times \sqrt{180 \times 0.0895881} = 4.8991557$$

$$x \min (x_1, x_2, x_3) = 4.8991557 \quad x/12 = 0.4082629$$

$$t_d = \frac{2.6GD(H - x/12)}{S_d} = \frac{2.6 \times 0.7918 \times 30 \times (30 - 0.4082629)}{20400} = 0.0895881$$

$$t_3 = t_d + C_A = 0.0895881 + 0.03937 = 0.128958 \text{ pulg.}$$

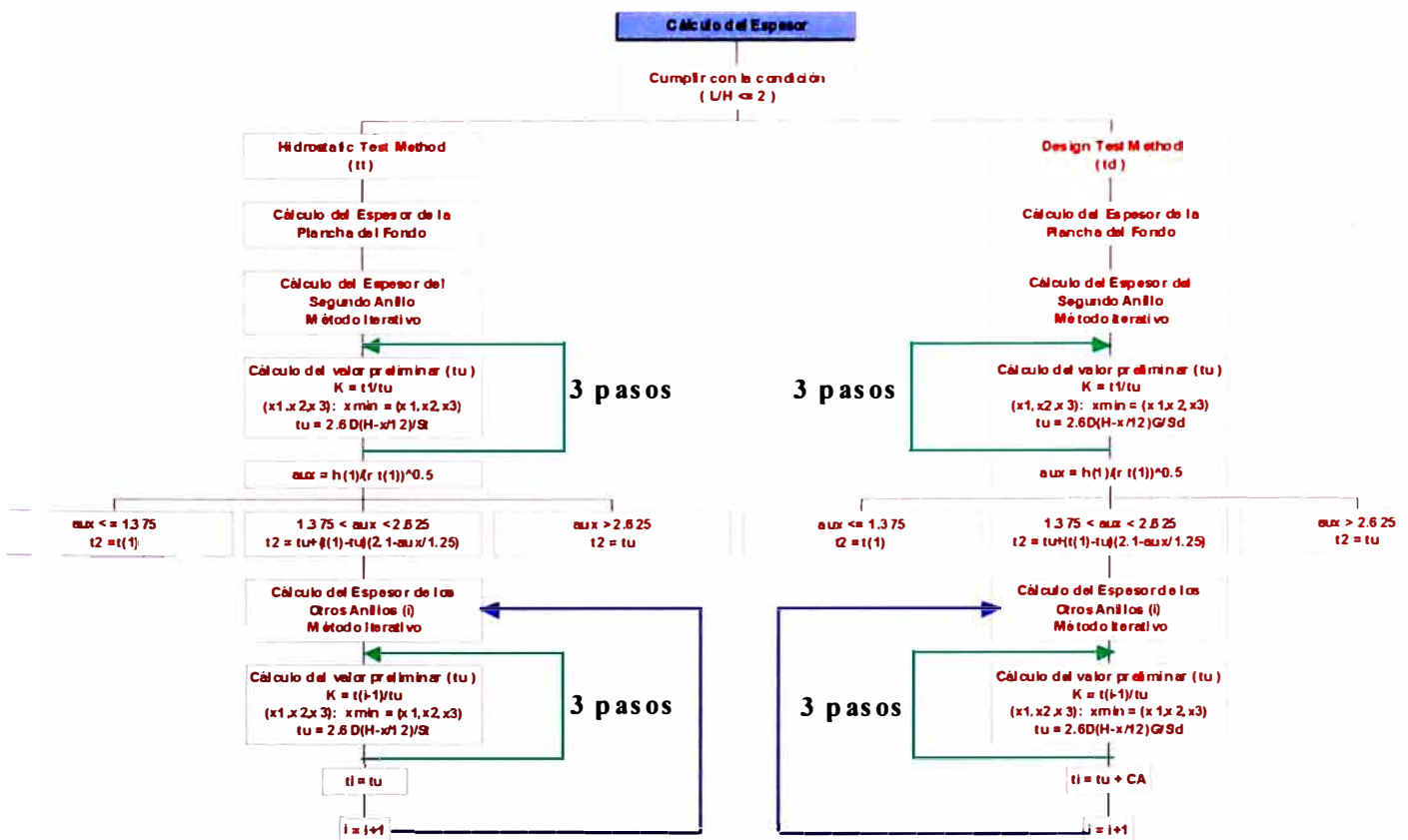
De igual manera se procede con el resto de los anillos.

Se ha desarrollado un programa en Visual Basic que calcula mediante este método de tres tanteos iterativos tanto el espesor de diseño como el espesor de la prueba hidrostática. El programa es desarrollado sobre la base de que los anillos tienen una altura determinada pudiendo la altura del primer anillo variar para efectos de compensar con un número exacto de anillos de cilindro con respecto a la altura total del tanque. Se asume de igual forma de que todas las planchas de los anillos tienen el mismo valor de esfuerzo de diseño y de prueba hidrostática.

Se presenta el algoritmo y el resultado del programa para este ejemplo específico (Cálculo del Espesor de Diseño), con una corrida con estos datos. Se adjunta el diskette de la programación.

Algoritmo del Programa

Determinación del Espesor de Planchas



Comentarios:

De la Tabla II, se puede apreciar que el espesor mínimo requerido para todas las planchas es de 3/16" (t req.)

A este espesor mínimo requerido hay que adicionarle un adicional como materia de prevención, que constituye el espesor elegido por el fabricante del tanque (t eleg.)

Según esto, el 1er y 2do anillo tendrán un espesor de 5/16" y los demás anillos el espesor de 1/4".

Sin embargo, durante el periodo de construcción del tanque se consideró que los 8 anillos con que cuenta el tanque sean de espesor 5/16".

En cualquiera de los casos, el espesor del techo del tanque según la norma será siempre de 3/16".

Design Test Condition

Evaluation of the Method

First Course (t1): Bottom Course

t_d+CA (inches) (1-Foot Method) 0.157441352941176

t_{1d}+CA (inches) 0.16607782035512

Report Data satisfy the conditions

Diameter (Feet) = 30 Height (Feet) 40

Shell - Plate Thickness

Height of the Course (feet) 5

Upper Courses (t)

Courses	Thickness(inches)
1	0.16607782035512
2	0.14399575520348
3	0.128958113984393
4	0.113929190735437
5	9.89117724295554E-02
6	8.39105505150744E-02
7	0.068934672492703
8	5.40077552925696E-02

Exit

Fig. 2.18

Solución del Software Elaborado:**TABLA II**

Anillo	Altura (pies)	t_d (inch) / (mm)	t_r (inch) / (mm)	t req. (t_d) (inch)/ (mm)	t eleg. (t_r) (inch) / (mm)
1	40	0.1661/4.2189	0.1421/3.6093	0.1875/4.7600	0.3125/7.9375
2	35	0.1440/3.6576	0.1174/2.9820	0.1875/4.7600	0.3125/7.9375
3	30	0.1290/3.2766	0.1005/2.5527	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500
4	25	0.1139/2.8931	0.0836/2.1234	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500
5	20	0.0989/2.5121	0.0668/1.6967	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500
6	15	0.0839/2.1311	0.0499/1.2675	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500
7	10	0.0689/1.7501	0.0331/0.8407	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500
8	5	0.0540/1.3716	0.0164/0.4191	0.1875/4.7600	0.2500/6.3500

2.6 ACCESORIOS DE TECHO Y DE CILINDRO DEL TANQUE

Pertenencias y Accesorios (De acuerdo con la UOP Process Division)

Estos requerimientos son aplicables tanto a los tanques de techo cónico como a los tanques de techo flotante.

1. Entrada de hombre en el cilindro (Shell Manways).-

El número mínimo y sus dimensiones deben ser:

Para tanques mayores de 200 ft de diámetro: 4 - 24 pulg D.I. espaciados cada 90°

Para tanques de 150 a 199 ft de diámetro: 3 - 24 pulg D.I. espaciados cada 120°

Para tanques de 40 a 149 ft de diámetro: 2 - 24 pulg D.I. espaciados cada 180°

Para tanques 39 ft de diámetro y menores: 1 - 24 pulg D.I.

De acuerdo con la norma API-650, se tiene:

Diámetro Tanque	N° y Tamaño de Entradas de Hombre	
	Cilindro	Techo Cónico
10 - 20 ft	1 - 24"	1 - 20"
20 - 40 ft	2 - 24"	2 - 20"
40 - 60 ft	1 - 24" 1 - 30"	2 - 20"
Mayor de 60 ft	2 - 24" 1 - 30"	2 - 24"

2. El tamaño mínimo de las boquillas (nozzles) de llenado (entrada) y de descarga (salida) deben ser:

Para tanques mayores de 200 ft de diámetro: 8 pulg

Para tanques de 100 a 199 ft de diámetro: 6 pulg

Para tanques de 50 a 99 ft de diámetro: 4 pulg

Para tanques 49 ft de diámetro y menores: 3 pulg

3. La mínima distancia entre el fondo del tanque a la línea de centro de cualquier nozzle o manway deben estar de acuerdo con la norma API Estándar 650. Deben ser usados los nozzles regulares del tipo H.

4. Manways de techo (sólo para tanques de techo cónico) - El número mínimo y sus dimensiones deben ser:

Para tanques de 100 ft de diámetro y mayores: 2 - 20 pulg D.I. espaciados cada 180°

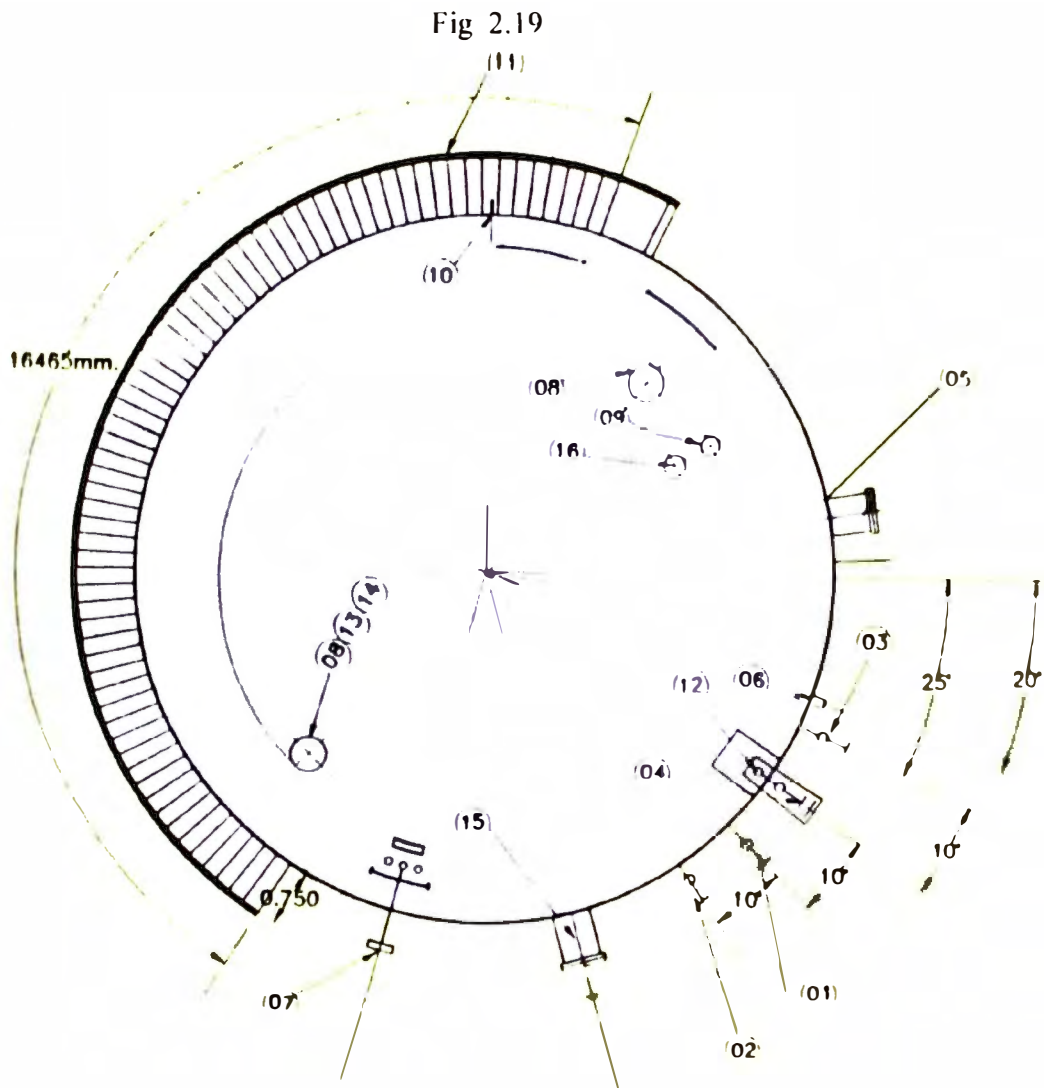
Para tanques más pequeños de 100 ft de diámetro: 1 - 20 pulg D.I.

5. Un manway de techo en cada tanque debe estar localizado justo dentro de la conexión de medición para permitir el ajuste del flotador.

6. Todas las conexiones de drenaje en el tanque deben contener lo siguiente: Nozzle de 4 pulg, recipiente colector de 48 pulg de diámetro por 24 pulg de profundidad, tubería interna terminando en 4 pulg encima del recipiente colector, y válvula de drenaje. Las válvulas de drenaje del tipo non-freeze (anticongelantes) deben estar protegidas donde la temperatura ambiente pueda caer debajo de los 32 °F por más de 24 hrs.
7. El número mínimo de conexiones de drenaje debe ser:
Para tanques mayores de 200 ft de diámetro: 4 requeridos - espaciados cada 90°
Para tanques de 150 a 199 ft de diámetro: 3 requeridos - espaciados cada 120°
Para tanques de 40 a 149 ft de diámetro: 2 requeridos - espaciados cada 180°
Para tanques de 39 ft de diámetro y menores: 1 requerido
8. Los nozzles de drenaje deben ser localizados cerca de los manways del cilindro para facilitar la limpieza de los colectores.
9. El ápice inferior del fondo del tanque (Apex Down) debe tener una sola conexión de drenaje con tubería hacia el recipiente colector localizado en el punto más bajo cerca del centro del tanque.
10. Las conexiones del cilindro 1-1/2 pulg. y mayores deben ser nozzles bridados, empernados no comprometiendo la línea central vertical. Las conexiones más pequeñas de 1-1/2 pulg. deben ser de 3,000 lb. con acoplamiento roscado. Las válvulas de drenaje de tipo non-freeze (anticongelante) y otros accesorios con conexiones roscadas pueden ser instaladas con bridas ciegas.
11. La boquilla de salida del producto por bombeo debe estar construida de modo que posea tubería interna, terminando la tubería encima del fondo del recipiente colector (drenaje).
12. Una compuerta de calibración de tamaño nominal de 8 pulg. mínimo con cubierta no chispeante de cierre propio, debe estar colocada y localizada adyacente a la baranda o en el tope de la plataforma de la escalera.
13. Los accesorios de venteo deben estar colocados en todos los tanques, donde los venteos de presión y vacío son requeridos en los tanques de gas blanketing. Los venteos de presión y vacío deben tener características no congelantes donde la temperatura ambiente puede caer por debajo de los 32 °F por más de 24 hrs. Cuando se dimensiona los venteos en los tanques de gas blanketing, se debe considerar la capacidad máxima de las válvulas de control del gas blanketing, asumiendo falla en la posición abierta.

14. El tanque debe estar equipado con un acople de 1 pulg (coupling) para la instalación de termopozos y ubicado como sigue: 3 ft por encima del fondo del tanque para tanques de techo cónico; 2 ft por encima del fondo del tanque para tanques de techo flotante abiertos y cubiertos.
15. Las boquillas para el calentamiento del tanque deben ser fabricados con una proyección interna de 9 pulg. de largo, biselados por soldado.
16. Las boquillas de los mezcladores (jet mixer nozzles) deben ser fabricados con una brida doble y, orientados un mínimo de 90 grados con respecto a la boquilla de succión de la bomba.
17. Los arrestadores de flama no deben estar instalados en los nozzles de venteo.
18. Un soporte de cable (andamio) debe ser instalado para todos los tanques de techo cónico.
19. Todas las partes de medición del tanque, termopozos, mezcladores, y accesorios relacionados como cámaras de espuma, muestreadores, etc., que son atados al tanque, deben ser instalados de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
20. Las conexiones para la medición de nivel del tanque con lectura en tierra con los soportes necesarios deben ser fabricados con las dimensiones que se ajustan a los equipos y a las instrucciones del fabricante.

Construcción y Montaje de los Accesorios del Tanque de Solvente N° 46 (manholes, shell nozzles, roof nozzles, sumidero, regleta de medición, escalera, barandas, plataformas)



DISTRIBUCION DE ACCESORIOS

Item	Descripción	Cant.	Diámetro	Tipo	h (mm)
01	Despacho toma alta	1	6"	Bridada	330
02	Despacho toma baja	1	8"	Bridada	
03	Recepción	1	10"	Bridada	330
04	Drenaje	1		Bridada	178
05	Entrada de hombre de pared	1	20"		762
06	Termómetro	1	¾"	Cople ASTM A105 NPT, 3000 lb	1,000
07	Indicador de nivel	1		Tipo regleta	
08	Entrada hombre techo	2	20"		
09	Ventilación libre	1			
10	Conexión a tierra	1			
11	Escalera exterior	1		Espiral	
12	Sumidero	1			
13	Plancha para medición	1			
14	Tapa de medición	1	8"		
15	Brida para cámara de espuma	1	8"	Bridada	11,900
16	Brida presión vacío	1	6"	Bridada	Techo

h = Altura medida desde la parte inferior del cilindro

2.7 ANÁLISIS DE CARGAS Y ESFUERZOS - CARGAS SISMICAS Y VIENTO

Las cargas son los resultados de la aplicación de distintas fuerzas. Los esfuerzos son fuerzas internas ejercidas por cualquiera de las dos partes adyacentes de un cuerpo sobre la otra a través de un plano de separación imaginario. Cuando las fuerzas son paralelas al plano se llama cortante, cuando las fuerzas son normales al plano el esfuerzo se llama normal; cuando el esfuerzo normal esta dirigido hasta la parte sobre la cual actúa se llama esfuerzo de compresión y cuando esta dirigido alejándose de la parte sobre la que actúa se llama esfuerzo de tensión.

Los recipientes están sujetos a diversas cargas, que causan esfuerzos de diferentes intensidades en los componentes del recipiente. El tipo e intensidad de los esfuerzos es una función de la naturaleza de las cargas, de la geometría del recipiente y de su construcción.

Cargas

- Presión interna o externa
- Peso del recipiente y su contenido
- Reacciones estáticas del equipo auxiliar, tubería, revestimiento, aislamiento, piezas internas, apoyos.
- Reacciones cíclicas y dinámicas debido a la presión o a las variaciones térmicas.
- Presión del viento y fuerzas sísmicas
- Reacciones por impacto debido a choque hidráulico
- Gradientes de temperatura y expansión térmica diferencial.

Esfuerzos

- Esfuerzo a la tensión
- Esfuerzo longitudinal a la compresión
- Esfuerzo primario general de membrana inducido por cualquier combinación de cargas.
- Esfuerzo primario de membrana más esfuerzo primario de flexión inducido por combinación de cargas.
- Esfuerzo primario general de membrana inducido por la combinación de sismos o de la presión del viento con otras cargas.

No se considera que la fuerza sísmica y la presión del aire actúen simultáneamente.

Esfuerzos

Los siguientes esfuerzos permisibles de trabajo máximos deberán ser usados en el diseño:

- a) El esfuerzo máximo de tensión antes de aplicar el factor por eficiencia de la unión deberá ser de 21,000 lb/pulg². Los esfuerzos requeridos para el diseño del casco de tanques se muestran en amplitud en la sección 2.5.
- b) El esfuerzo de diseño estructural deberá estar de acuerdo al esfuerzo permisible de trabajo mostrado en la sección 2.8 (Esfuerzos permisibles).

Cargas

- a) Los esfuerzos deberán ser calculados asumiendo que el tanque esté lleno con agua a 60 °C o el líquido a ser almacenado, si es más pesado que el agua. La tensión en cada anillo debe ser calculada 12" por encima de la línea de centros de la unión horizontal más baja del anillo en cuestión. En el cálculo de los esfuerzos el diámetro del tanque deberá ser tomado como el diámetro nominal del anillo del fondo.
- b) Cargas radiales aisladas sobre el casco de tanques, tales como los causados por cargas pesadas sobre plataformas y pasarelas elevadas entre tanques deberán ser distribuidos por secciones estructurales roladas, platinas o miembros prefabricados, de preferencia en una posición horizontal.

El techo y la estructura portante serán, diseñadas para soportar la carga muerta y una carga viva uniforme no menor de 25 lb/ft² de área proyectada.

Diseño de Tanques de Almacenamiento para Cargas Sísmicas

En el apéndice E de la norma API 650 (novena edición / Julio 1993) se incluye un procedimiento para el diseño sísmico de tanques de almacenamiento. Si bien dicho apéndice no es mandatorio, su aplicación es recomendable para todos aquellos tanques que se proyecten en las zonas sísmicas del país.

El procedimiento de diseño sísmico recomendado en el API 650, apéndice E, considera que el tanque responde a la excitación producida por el movimiento sísmico de dos modos:

- a) Una respuesta de alta frecuencia debida a la vibración del techo, cilindro y de la porción de líquido que se mueve solidariamente al cilindro. A la porción de líquido que vibra al unísono con el tanque se le llama *masa impulsiva*. Durante el movimiento sísmico se asume que esta masa se comporta como un cuerpo rígido. La masa impulsiva esta compuesta por el líquido en la parte inferior del tanque.

b) Una respuesta de baja frecuencia debida al movimiento de la porción del líquido que no es solidario al cilindro, a su propia frecuencia natural. A esta porción de líquido se le denomina *masa convectiva* y esta compuesta por el líquido más próximo a la superficie. Este volumen de líquido tiene libertad para moverse verticalmente, generándose un movimiento de tipo ondulatorio (olas). El modelo descrito, que descompone el fluido en una porción impulsiva y otra convectiva se muestra en la figura 2.20. La proporción de repartición de líquido entre las masas impulsiva y convectiva depende de la relación diámetro / altura del tanque. En tanques altos predomina la masa impulsiva, mientras que en tanques bajos predomina la convectiva. A consecuencia de su movimiento, ambas masas generan sobre las paredes del tanque presiones hidrodinámicas, cuya distribución aproximada se observa en la figura 2.21. La resultante de esta distribución de presiones es una fuerza lateral actuando a una determinada altura sobre la base del tanque. Esta resultante de las presiones se manifiesta en la sección inferior del cilindro como una fuerza cortante y un momento de volteo.

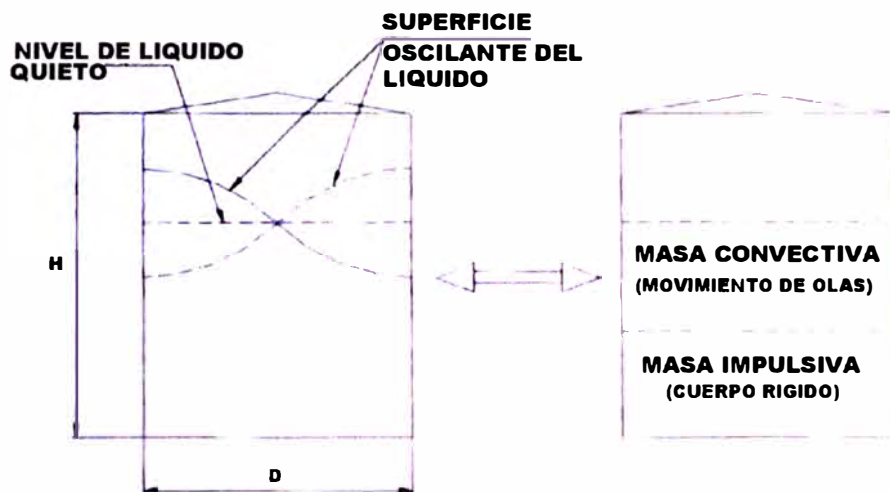


Fig 2.20

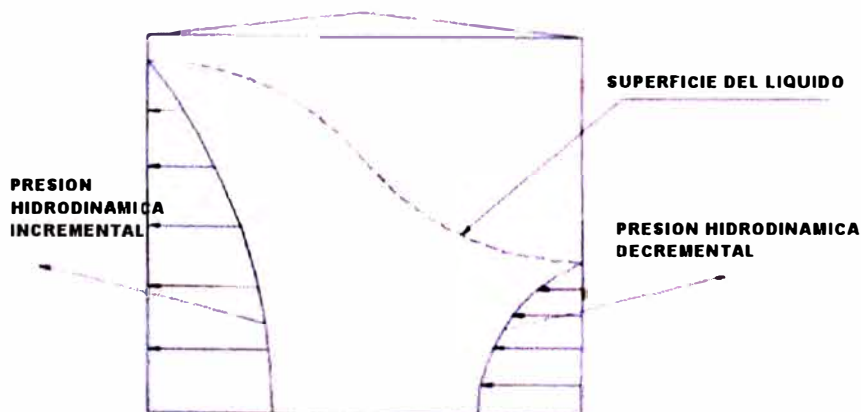


Fig 2.21

El momento de volteo en la sección inferior del cilindro origina compresión en una mitad de la circunferencia del cilindro y levantamiento en la otra. Si el momento es suficientemente alto, puede producirse inclusive el completo volteo del tanque. Los esfuerzos de compresión, pueden determinar la falla por pandeo de la parte inferior del cilindro. A este tipo de falla se le conoce como *pata de elefante* y se muestra en la figura 2.22. La tendencia al volteo generada por el movimiento sísmico es contrarrestada, en tanques sin anclajes, por las siguientes fuerzas:

- Peso del cilindro del tanque y de la porción del techo soportada por el cilindro.
- Peso de la porción del líquido adyacente al cilindro. El volumen del contenido del tanque que se puede considerar se opone al volteo, depende del espesor de la plancha del fondo debajo del cilindro. Cuando este espesor es grande, el fondo es más rígido y mayor es su aporte en contrarrestar el volteo. Cuando el espesor es pequeño el fondo se aproxima a una membrana totalmente deformable y no aportará mayor resistencia al volteo.

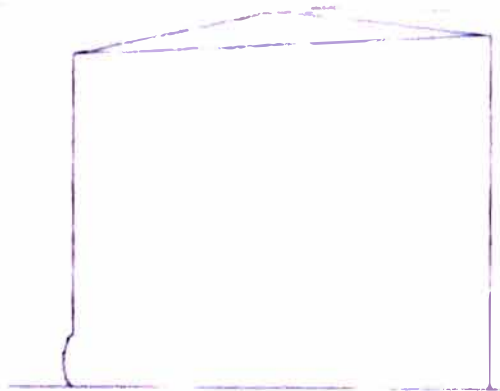


Fig 2.22

Los tanques en los cuales el momento de volteo no pueda ser contrarrestado por las fuerzas señaladas y por lo tanto tendrían tendencia al volteo completo; o aquellos en los cuales las fuerzas de compresión superen la fuerza crítica de pandeo, se denominan *inestables*. Cuando en el proceso de diseño de un tanque se identifica que este es inestable, es necesario tomar alguna o varias de las siguientes medidas:

- Incrementar el espesor de la plancha del fondo debajo del cilindro. Con esto, se eleva el volumen del contenido del líquido que aporta resistencia al volteo
- Incrementar el espesor del cilindro. Esta medida incrementa el peso del cilindro, lo cual contrarresta el volteo; así como la carga crítica de pandeo.
- Cambiar las proporciones del tanque, es decir aumentar el diámetro y reducir la altura. Cuanto menor es la relación H/D, mayor es la tendencia a la estabilidad del tanque.
- Anclar el tanque a la cimentación. Con esta alternativa, la resistencia al volteo es proporcionada por el peso del cilindro y por los anclajes. Evidentemente, deben calcularse el número de anclajes, dimensiones y los elementos de sujeción al cilindro para asegurar que tienen la resistencia suficiente. Además la propia cimentación debe ser adecuadamente calculada.

Como un criterio preliminar, aquellos tanques, con una relación H/D mayor a la indicada en la tabla es probable que tengan un comportamiento inestable; y por lo tanto se justifica una evaluación detallada de su diseño.

Relación máxima H/D a la cual es probable el cumplimiento del API 650. Válida para zonas de alta sismicidad.

Diámetro (metros)	Relación altura / diámetro (H/D)
D<18	0.50
18<D<29	0.40
29<D<53	0.30
D>53	0.25

Los principales pasos para evaluar la idoneidad de un tanque existente para resistir los efectos de un sismo son:

Comparar la relación H/D del tanque con los límites de la tabla.

Si H/D es mayor al recomendado en la tabla, aplicar los criterios establecidos en el apéndice E del API 650.

Si en el tanque no se sobrepasa los criterios del apéndice E del API 650, aún existe la opción de utilizar algún procedimiento de cálculo alternativo. Se entiende que este procedimiento alternativo debe ser más exacto, menos conservador y por lo general más elaborado que el procedimiento del API 650. Un método alternativo reconocido es el método de George C. Manos.

Si se obtiene como resultado que el tanque es inestable, las alternativas disponibles para adecuarlo a los requerimientos del apéndice E del API 650 son:

Reducir la altura máxima de llenado del tanque. Esta alternativa implica reducir la capacidad operativa del tanque. Puede ser atractiva en aquellos casos en los cuales el tanque no sea requerido en su total capacidad la mayor parte del tiempo.

Proporcionar anclajes y reforzar la cimentación. Esta alternativa se justifica si el costo de la instalación de los anclajes es menor al costo que implicaría reducir la capacidad del tanque.

Modificar el tanque. Por ejemplo implica incrementar el espesor del fondo y/o de los primeros anillos del cilindro. Esta alternativa es por lo general económicamente prohibitiva. Se justificaría en los casos en que el fondo y/o algunos anillos del cilindro deban ser reemplazados por razones de mantenimiento.

En la ejecución de los cálculos relacionados con el API 650, así como con métodos alternativos, es muy recomendable el uso de equipos y programas de computación. Esto permite efectuar gran cantidad de cálculos y elegir la alternativa de adecuación óptima entre las diferentes opciones posibles.

Diseño del Análisis de Estabilidad de Tanques debido a Cargas por Viento

En el análisis de la estabilidad del tanque, una condición inestable ocurre si la presión crítica calculada (P_c) es menor que la combinación de la presión externa del viento y el seteo del venteo de vacío – Presión de diseño (P_d).

El procedimiento de McGrath consiste esencialmente en la evaluación de la presión del viento en el tanque y compararla con la presión de pandeo predecida.

El análisis está basado en la suposición de una presión lateral uniforme del viento, igual a la presión de estancamiento, alrededor de la circunferencia del tanque. McGrath justifica esta suposición sobre la base de que si el tanque se pandea (torcerse o combarse alabeándose por el medio), la longitud de la onda subtenderá sólo 20° del arco. En la dirección del viento, la presión es esencialmente constante sobre esta distancia.

La fórmula del pandeo de McGrath: (Fórmula basada en la experiencia)

$$P_c = \frac{3.6E(t/D)^{2.5}}{(L/D) - 0.45(t/D)^{0.5}}$$

Donde:

P_c = Presión crítica o de colapso, psi

E = Módulo de Young, psi

(Módulo de elasticidad, acero = 2.1×10^{10} Kg/cm² = 3×10^7 psi)

t = Espesor del cilindro del tanque, in

L = Longitud del cilindro del tanque entre atiesadores, in

D = Diámetro del tanque, in

La presión de diseño (P_d), está dado por la ecuación:

$$P_d = P_w + P_v$$

Donde:

P_w = Presión de estancamiento del viento, psi = $0.00001778V^2C_H$

V = Velocidad del viento, mph

C_H = Coeficiente de altura media

P_v = Seteo de venteo de vacío, psi

Se recomienda que el tanque sea analizado en la condición de completa corrosión. El análisis de una gran cantidad de tanques revela que la presión crítica mínima ocurre en puntos donde el espesor del cilindro del tanque cambia.

El procedimiento es como sigue:

1. Empezar en el tope, asumir el nivel del líquido (desde que el líquido en efecto actúa como un atiesador) en cada cambio sucesivo en el espesor del anillo y chequear cada nivel por estabilidad.
2. Si una condición inestable ocurre, chequear desde la última condición estable en incrementos de 3 pies hasta que la condición inestable nuevamente ocurra.
3. Interpoliar en una forma lineal sobre el intervalo de 3 pies para determinar la localización del atiesador de viento requerido.
4. Determinar el atiesador de acuerdo al criterio de la fórmula del API:

Donde:

$$Z = 0.0001D_1^2 H_2$$

Z = Módulo de sección, in³

D₁ = Diámetro del tanque, pies

H₂ = Altura de la sección del tanque no atiesada, pies

Atiesadores de Viento Adicionales (Wind Girders):

La tabla siguiente indica los costos aproximados de los atiesadores de viento diseñados de acuerdo con la fórmula de McGrath.

Tamaño del Tanque (pies)	Costo Básico del Tanque (Llevado y erigido) (MUSS)	Costo de Wind Girders (MUSS)	Porcentaje de Incremento en el Costo del Tanque (Porcentaje)
48 x 220 día.	288	14.9	5.2
48 x 180 día.	202	12.2	6.1
48 x 138 día.	130	9.4	7.2

Los costos reflejados son significativos. Desde que el costo de estos atiesadores es apreciable, sólo existe un gran incentivo para proveer de estos cuando sean realmente necesarios.

2.8 DISEÑO DE TECHOS FIJOS – UNION CILINDRO TECHO

Un tanque de techo fijo puede ser construido en los siguientes tipos:

- a) Techo cónico soportado.- Es un techo formado aproximadamente por la superficie de un cono recto que es soportado principalmente por largueros sobre vigas y columnas o largueros sobre armaduras con o sin columnas.
- b) Techo cónico autoportante.- Es un techo cónico auto soportado formado aproximadamente por la superficie de un cono recto, soportado únicamente en la periféricamente.
- c) Techo tipo domo auto soportado es un techo formado por una superficie aproximadamente esférica soportado solamente en la periferia.
- d) Techo auto soportado tipo sombrilla (paraguas).- Es un techo tipo domo modificado de tal forma que cualquier sección horizontal es un polígono regular con múltiples lados que vienen a ser las planchas del techo soportados solamente en su periferia.

Todos los techos y estructuras portantes, deberán ser diseñados para soportar cargas muertas más una carga viva uniforme no menor a 25 lbs. por pie cuadrado de su área proyectada.

Las planchas del techo tendrán un espesor nominal mínimo de 3/16". Cualquier tolerancia por corrosión que pudiera producirse deberá añadirse al espesor calculado a menos que se indique otra cosa por parte del comprador. Cualquier sobre espesor por corrosión para planchas de techos soportados deberá añadirse al mínimo espesor nominal. Para techos autoportantes puede requerirse un mayor espesor.

Las planchas del techo se soldarán por la parte superior en todas las juntas.

Las planchas de techos cónicos soportados no deberán ser fijados a los miembros portantes. Las planchas del techo se soldarán al ángulo superior del tanque con filete continuo, solamente, por la cara superior. La junta soldada entre el techo y el cilindro se considera frágil, cuando el filete no exceda de 3/16 pulg. y la pendiente del techo no es mayor de 1/6 y el área de la sección recta de la junta techo – cilindro, A, es menor o igual al valor calculado por:

$$A = \frac{0.153W}{30800 \tan \vartheta}$$

Donde: W, peso del cilindro y su carga muerta soportada en libras
 ϑ , ángulo del techo con la horizontal en grados

Bajo estas condiciones la junta techo – cilindro puede ser considerada frágil y en el evento de presión interna excesiva puede fallar antes de que la falla ocurra en las juntas del cilindro del tanque o en las juntas del cilindro y el fondo.

En el caso de que la junta soldada techo – cilindro no cumpla con las condiciones antes establecidas, es decir, el área de la sección recta A es mayor que el valor calculado, o la soldadura de filete de ambos lados es especificada, se preverá la instalación de aparatos de venteo de emergencia en concordancia con el API Estándar 2000 que regule las condiciones de presión y vacío del tanque. Para todos los tipos de techos, las planchas pueden ser reforzadas mediante perfiles soldados a ellas pero no a los largueros portantes y/o vigas.

Cuando una junta es frágil, el ángulo de tope puede ser más pequeño que el requerido por lo siguiente:

Para tanques con diámetro menor o igual a 35 pies: ángulo de 2" x 2" x 3/16"

Para tanques con diámetro mayor de 35 pies pero menor o igual a 60 pies: ángulo de 2" x 2" x 1/4"

Para tanques con diámetro mayor de 60 pies: ángulo de 3" x 3" x 3/8"

El ángulo del techo estará soldado en el lado interior del tanque.

Las planchas del techo pueden rigidizarse por medio de secciones soldadas en su cara inferior.

Esfuerzos Permisibles

Todas las partes de la estructura deben ser diseñados de modo que la suma de los máximos esfuerzos estáticos no deben exceder los siguientes valores:

a) Tensión, donde la tensión máxima admisible no debe exceder los siguientes límites:

Perfil rolado en la sección neta: 20,000 psi

Soldadura de ranura (acanalada) de penetración completa en área de planchas delgadas: 18,000 psi

b) Compresión, donde la compresión máxima admisible no debe exceder los siguientes límites:

Perfil rolado cuando se impide la deflexión lateral: 20,000 psi

Soldadura de ranura (acanalada) de penetración completa en área de planchas delgadas: 20,000 psi

Columnas sobre un área de sección recta, en psi.

$$\text{Para } L/r \leq 120 \quad C_{ma} = \left[1 - \frac{(L/r)^2}{34,700} \right] \left(\frac{33,000Y}{FS} \right)$$

$$\text{Para } 120 \leq L/r \leq 131.7 \quad C_{ma} = \left[1 - \frac{(L/r)^2}{34,700} \right] \left(\frac{33,000Y}{FS} \right) \left[1.6 - \left(\frac{L}{200r} \right) \right]$$

$$\text{Para } L/r > 131.7 \quad C_{ma} = \frac{149,000,000Y}{(L/r)^2 \left[1.6 - \left(\frac{L}{200r} \right) \right]}$$

Donde:

C_{ma} = Compresión máxima admisible, psi

L = Longitud libre de la columna (no arriostrada), en pulg.

r = Mínimo radio de giro de la columna, en pulg.

FS = Factor de seguridad

$$FS = \frac{5}{3} + \frac{L/r}{350} - \frac{(L/r)^3}{18,300,000}$$

Y = (Para secciones estructurales o tubulares con valores de t/R menores a 0.015)

$$Y = \left[\frac{200}{3} \left(\frac{t}{R} \right) \right] \left[2 - \left(\frac{200}{3} \right) \left(\frac{t}{R} \right) \right]$$

t = Espesor de secciones tubulares, en pulgadas, ¼" mínimo para miembros principales a compresión; 3/16" mínimo para templadores y otros miembros secundarios.

R = Radio exterior de secciones tubulares, en pulgadas.

Para miembros principales a compresión (partes de la estructura principal sometidos a trabajo por compresión), la relación L/r no deberá exceder 180.

Para templadores y otros miembros secundarios, la relación L/r no deberá exceder 200.

c) Flexión

Tensión y compresión en las fibras extremas de perfiles rolados y miembros prefabricados con un eje de simetría en el plano de carga, donde la longitud lateral no arriostrada del ala a compresión no es mayor a 13 veces su ancho, la relación ancho espesor del ala compresión no excede las 17 veces, y la relación altura espesor no es mayor a 70, en psi: 20,000

Para tensión y compresión en las fibras extremas de miembros asimétricos, donde el miembro es arriostrado lateralmente a intervalos no mayores que 13 veces el ancho de su brida a compresión, en psi: 20,000

Para tensión en las fibras extremas de otros perfiles rolados miembros prefabricados y a través de armadas, en psi: 20,000

Para compresión en las fibras extremas, de otros perfiles rolados, a través de armadas y elementos prefabricados que tengan un eje de simetría en el plano de carga, se considerará el mayor valor calculado de la siguiente ecuación en psi:

$$20,000 - 0.57 \left(\frac{L}{r} \right)^2 \quad \text{ó} \quad \frac{12,000,000}{Ld} \leq 20,000$$

A_f

Donde:

L = Longitud no arriestrada del ala de compresión.

r = Radio de giro de la sección alrededor de un eje en el plano de la carga

d = Altura (peralte) de la sección

A_f = Area del ala en compresión

Para compresión en las fibras extremas de otras fibras asimétricas, en psi:

$$\frac{12,000,000}{Ld} \leq 20,000$$
$$A_f$$

d) Corte

Soldaduras de filete, tapón, muesca y ranura de penetración parcial en el área de la garganta en psi:

13,600

En el área total del alma de vigas y largueros, cuando H (la distancia libre entre las alas en pulgadas) no es mayor a 60 veces, t (el espesor del alma en pulgadas) o cuando el alma es adecuadamente reforzada (rigidizada), en psi: 13,000.

En el total del alma de vigas y largueros, si el alma no esta reforzada o también h es mayor que 60 veces t, el máximo valor promedio de esfuerzo V/A no deberá excederá lo calculado con la siguiente ecuación, en pulg².

$$19,500$$
$$1 + \frac{h^2}{7,200t^2}$$

Donde:

V = Carga total de corte

A = Area total del alma en pulgadas²

Techos Cónicos Soportados

Las planchas de los techos serán soldadas por su cara superior con soldadura filete completo en todas las costuras. El tamaño de la soldadura entre el ángulo superior y el techo será de 3/16", o menor. La inclinación del techo será de 3/4" por pie, o mayor. Los elementos estructurales, empleados como vigetas radiales, pueden ser perfiles rolados o prefabricados pero deben cumplir con los esfuerzos permisibles. Los sujetadores guías de la base de la columna deberán soldarse al fondo del tanque para prevenir movimientos laterales de la base de la columna.

Techos Cónicos Autoportantes

Los techos cónicos autoportados deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Máximo $\theta = 37^\circ$ (tangente = 9 :12)

$\text{sen}\theta \geq 0.165$ (inclinación 2" por pie)

Máximo $t = \frac{D}{400\text{sen}\theta}$, pero no menor que 3/16"

Máximo $t = \frac{1}{2}$ "

El área de la sección recta del ángulo superior (refuerzo del casco), en pulgadas, cuadradas, más las áreas de la sección recta de las planchas del casco y techo dentro de una distancia de 16 veces su espesor, medido desde el punto más lejano de fijación con el ángulo superior, deberá ser igual o mayor a :

$$\frac{D^2}{3,000\text{sen}\theta}$$

Donde:

D = Diámetro nominal del casco del tanque en pies.

θ = Angulo entre los elementos cónicos y la horizontal, en grados

t = Espesor nominal de las planchas de techo, en pulg.

Techo tipo Domo y Paraguas, Autoportados

Los techos autoportados tipo domo y paraguas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Mínimo $R = 0.8D$

Máximo $R = 1.2D$

Mínimo $t = R/200$ pero no menor a 3/16"

Máximo $t = \frac{1}{2}$ "

El área de la sección recta del ángulo superior (refuerzo del casco), en pulgadas cuadradas, más el área de la sección recta de las planchas del techo dentro de una distancia de 16 veces sus espesores medidos desde el punto más lejano de fijación con el ángulo superior; deberá ser igual o mayor a:

$$\frac{DR}{1,500}$$

Donde:

D = Diámetro del casco del tanque, en pies

R = Radio de curvatura del techo, en pies

t = Espesor nominal de las planchas del techo, en pulgadas

Diseño de la Unión Cilindro - Techo

La unión cilindro - techo de un tanque de almacenamiento merece cuidadosa atención durante la etapa de diseño, para asegurar que esta se comportará de la manera requerida. Esta unión puede soportar esfuerzos de compresión o de tracción a consecuencia de las cargas transmitidas desde el techo al cilindro. Entre ellas se tienen el peso propio del techo, la presión interna y la carga viva sobre el mismo.



Fig 2.23



Fig 2.24

La norma API 650 tiene en cuenta un *anillo de compresión*, compuesto por un sector del cilindro, el ángulo de tope y un sector del techo. Una sección típica de dicho *anillo* se muestra en la figura 2.23. El área achurada en la figura 2.23 resiste los esfuerzos generados por las cargas que se transmiten del techo al cilindro.

El término *anillo de compresión*, utilizado por el API 650 hace alusión a que los esfuerzos en dicho anillo son de compresión cuando el techo está sometido a fuerzas de abajo hacia arriba, como en el caso de una presión interna. Sin embargo, como se verá más adelante, los esfuerzos pueden ser de tracción cuando el techo soporta fuerzas de arriba hacia abajo, como en el caso del peso propio y la carga viva de techos autoportados.

La figura 2.24 representa el tipo de deformación que sufre el tanque a consecuencia de la presión interna sobre el techo. El ángulo entre el cilindro y el techo tiende a aumentar; y el perímetro del *anillo* tiende a reducirse. Esta reducción de longitud del *anillo* se traduce en esfuerzos de compresión. Los esfuerzos en la propia línea de unión y en los sectores aledaños de techo y cilindro son negativos, es decir están a compresión. Cuando el tanque es requerido para soportar presión interna, en el diseño debe preverse que el área resistente sea suficiente para que los esfuerzos de compresión estén por debajo del admisible. Si esto no ocurriera la unión cilindro - techo fallaría por pandeo, de manera similar a como falla una columna esbelta cuando es sobrecargada axialmente.

El API 650 contempla varios casos con relación a la presión interna en tanques de almacenamiento:

- Tanques sin presión interna, es decir con alguna abertura a la atmósfera.
- Tanques con presión interna inferior al peso por unidad de área de las planchas de techo. En este caso el propio peso de las planchas equilibra la presión y la unión cilindro - techo no transmite esfuerzos. Para planchas de 3/16" de espesor, esta presión es de 0.05 psi.
- Tanques con presión interna superior al peso de las planchas del techo pero con una resultante inferior al peso del techo, cilindro y accesorios soportados por el cilindro. En este caso la unión cilindro - techo si transmite esfuerzos y debe asegurarse que su área sea suficiente para resistirlos. La tendencia del tanque al levantamiento, a causa de la presión, es equilibrada por el peso del cilindro y el techo.
- Tanques con una presión mayor a la anterior pero menor a 2.5 psi. En este caso la unión cilindro - techo debe diseñarse con cuidados similares al caso anterior pero además debe evitarse el levantamiento del tanque mediante anclajes a la cimentación.
- Cuando la presión interna sea mayor de 2.5 psi se excede el alcance del API 650 y se tendría que diseñar según API 620.

Puede ser necesario, y de hecho es lo más corriente, que la unión cilindro - techo no se requiera para resistir una presión interna sino, por el contrario, para fallar cuando la presión se incremente de manera anormal. Tal es el caso de las *uniones débiles*. En este caso, lo que el diseño debe asegurar es que el área resistente sea menor a un valor determinado, que asegure que el *anillo de compresión* fallará por pandeo, antes que la sobrepresión origine algún daño mayor en el tanque, como puede ser la falla de la unión cilindro - fondo. Al pandeo del *anillo de compresión* sobreviene la falla de la soldadura entre el techo y el anillo de tope generándose una abertura por donde la sobrepresión en el interior del tanque es evacuada.

La unión cilindro - techo se convierte por tanto en un punto de alivio de presión. El DS N° 052-93, Reglamento de Seguridad para almacenamiento de hidrocarburos, en su artículo 38, establece a la unión débil como la forma preferida para aliviar la presión interna excesiva a consecuencia de la exposición prolongada al fuego. Asimismo, en el artículo 42, exige que los tanques de techo cónico, sean autosoportados o no, cuenten con uniones débiles. Como se verá más adelante esto no siempre es posible.

Si la sobrepresión en el interior del tanque es suficiente para producir el levantamiento del cilindro, la unión cilindro - fondo sería sometida a esfuerzos anormales y el fondo tendería a tomar una forma esférica. Esto puede originar la falla de la unión cilindro - fondo o del propio fondo, con la consiguiente pérdida del líquido almacenado. Con la *unión débil* se trata de eliminar esta posibilidad. Por lo tanto, se debe asegurar que la presión máxima que resista la unión cilindro - techo sea menor a la necesaria para producir el levantamiento del cilindro del tanque. Esta condición se traduce en un límite máximo para el área del *anillo de compresión*.

Según el API 650 debe cumplirse:

$$A \leq \frac{W}{201,000 \tan \theta}$$

Donde:

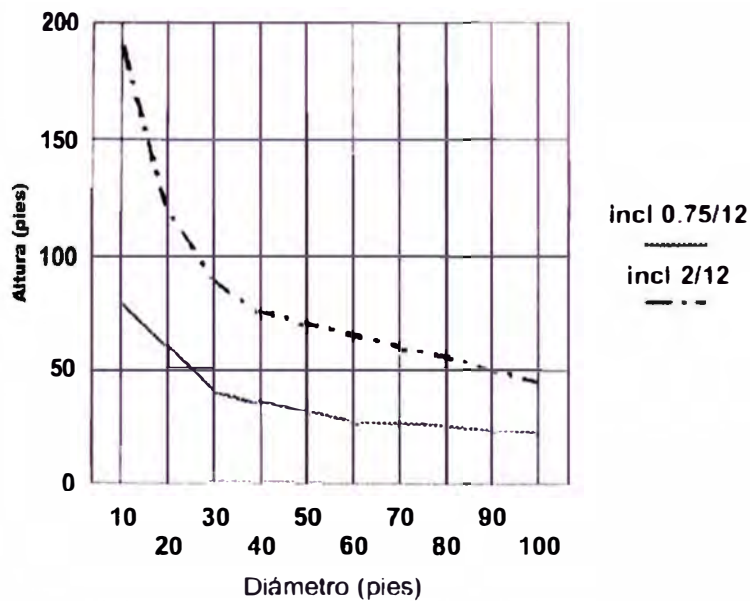
A = Area resistente del anillo de compresión (pulg²).

W = Peso del cilindro y de las estructuras y accesorios soportados por éste (libras).

θ = Anulo de inclinación del techo

Como el peso del cilindro del tanque es aproximadamente proporcional al producto de la altura por el diámetro (H x D), cuando el tanque es de pequeño diámetro es prácticamente imposible obtener la condición de debilidad antes indicada. En la figura 2.25 se muestran dos curvas que relacionan la posibilidad de diseñar una unión débil con el diámetro y altura del tanque, para inclinaciones del techo de 0.75/12 y 2/12. En las combinaciones por encima de cada una de las curvas es posible diseñar uniones débiles. Se aprecia que para diámetros menores a 30 pies no se obtienen uniones débiles, a menos que la altura del tanque sea muy grande, lo cual incrementa la relación H/D del tanque y compromete su estabilidad en caso de sismo.

Para inclinaciones de techo 2/12 se aprecia que la unión débil solo es factible para diámetros mayores a 60 pies. Por lo tanto, es prácticamente imposible diseñar un tanque de techo cónico autosoportado con unión débil, teniendo en cuenta que el API 650 establece que este tipo de techos deben tener una inclinación mínima de 2/12.



Relación H/D para factibilidad de unión débil

Fig 2.25

Para considerar a una unión cilindro - techo como *débil*, el API 650, exige además lo siguiente:

El techo debe ser cónico, con una pendiente no mayor a 2/12.

La soldadura de las planchas del techo con el anillo de tope no debe tener un espesor mayor a 3/16".

En techos autosoportados, el peso del propio techo y la carga viva generan sobre el llamado anillo de compresión esfuerzos de tracción. Ambas cargas se traducen en una fuerza de arriba hacia abajo. Cuando el techo es de tipo soportado, esta fuerza se transmite hacia el suelo por la estructura de soporte. En techos autosoportados esta fuerza es transmitida al cilindro a través de la unión cilindro - techo. La figura 2.26 representa el tipo de deformación producida sobre la unión cilindro - techo a consecuencia del peso y carga viva. Se observa que esta zona tiende a incrementar su diámetro y por lo tanto se generan esfuerzos de tracción. Los esfuerzos en la unión cilindro - techo y los sectores cercanos son positivos. La condición de resistencia mecánica del anillo, que asegura que los esfuerzos estén por debajo de lo admisible, se traduce en un valor mínimo de la sección del *anillo de compresión*. Según el API 650, para techos cónicos autosoportados debe cumplirse que:

$$A \geq \frac{D^2}{3,000 \text{Sen}\theta}$$

Donde:

A = Area resistente del *anillo de compresión* (pulg²).

D = Diámetro del tanque (pies).

θ = Angulo de inclinación del techo



Fig 2.26

Esta breve descripción de los aspectos más saltantes involucrados en el diseño de la unión cilindro- techo, permite apreciar la importancia de prestar adecuada atención a este punto, para asegurar que dicha unión se comportará de la manera requerida. En ocasiones será necesario garantizar un área mínima de la unión y en otras por el contrario deberá asegurarse que sea menor a un determinado valor.

Para el Tanque de Solvente (TK - 46)

Descripción: Tanque de Solvente N° 3 – Refinería Conchán

Características Básicas: Con una columna central

Dimensionamiento:

Diámetro nominal del cilindro: 30.00 ft = 9.144 m.

Altura del cilindro: 40.00 ft = 12.192 m.

Altura máxima del tanque: 40.94 ft = 12.478 m. (incluye el techo cónico)

Altura máx. líquido en el tanque: 36.29 ft = 11.061 m.

% Capacidad máx. líquido: $(11.061/12.192) \times 100 = 90.72 \%$

Ancho de las planchas: 5.00 ft = 1.524 m.

Largo de las planchas: 20.00 ft = 6.096 m.

Pérdida en el largo: 12 mm = 0.012 m.

Largo efectivo en planchas: 19.96 ft = 6.084 m.

Area de una plancha: 99.8 pie²

Capacidad: 5.0 MB

Pendiente del techo: 6.3%

Ángulo del techo: 3.6°

Requerimiento de planchas:

Número de anillos: 8.0

Número estimado de planchas:

Cilindro	40 (Espesor 5/16")
Techo	10 (Espesor 3/16")
Fondo	12 (Espesor 5/16")
Total	62

Adicionalmente se cuenta con 9 planchas de refuerzo
(6 planchas de espesor 5/16" y 3 planchas de espesor 3/16")

Número de planchas totales en el tanque = 62 + 9 = 71

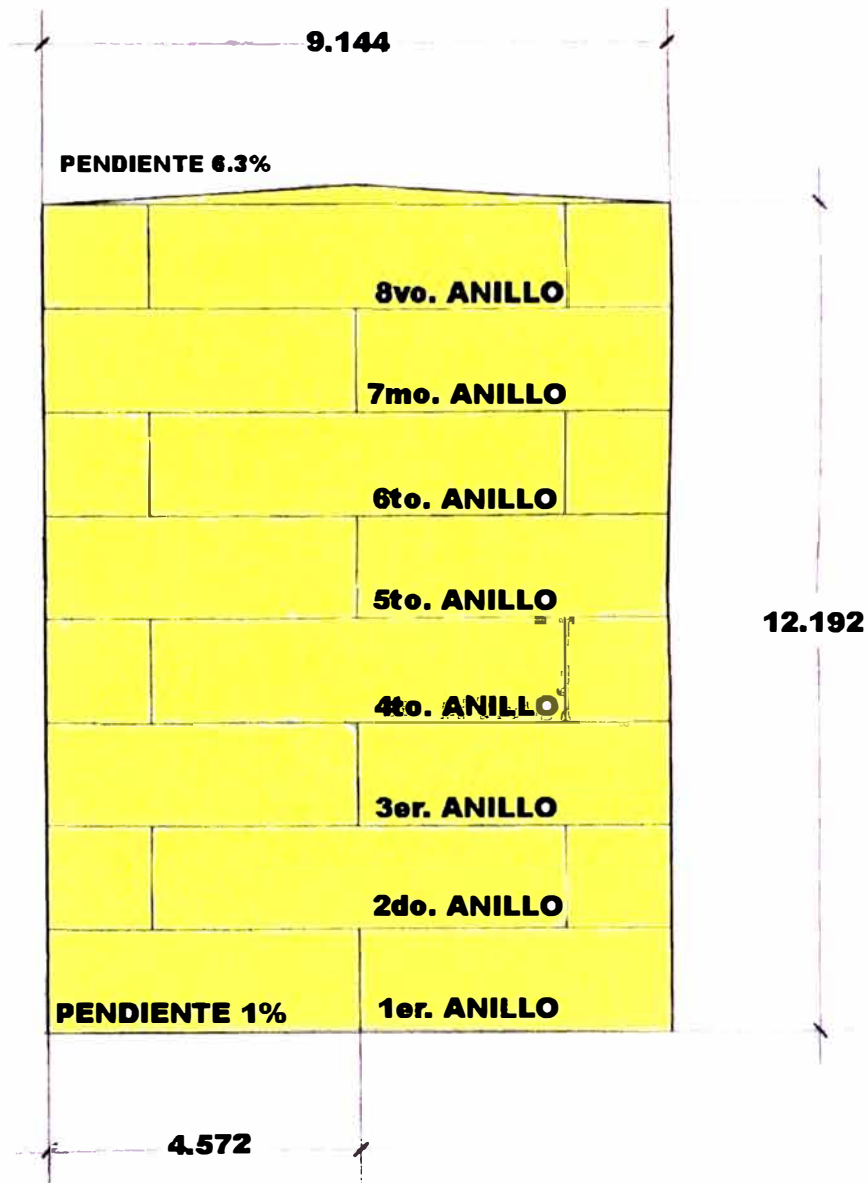


Fig. 2.27

DIMENSIONES Y ESPESOR		5' x 20' x 5/16"	5' x 20' x 3/16"
CILINDRO	1° - 2° ANILLO	10	
	RESTO	30	
FONDO		12	
TECHO			10
REFUERZOS		6	3
TOTAL		58	13

Nota: Para efectos de la construcción se consideró en el espesor de las planchas del fondo y del cilindro del tanque sean todas de 5/16" (0.3125") con respecto al valor elegido del resultado del cálculo.

Techo Cónico

Datos Generales:

Espesor de la plancha de techo (th)	3/16"
Espesor del anillo superior (tc)	5/16"
Cordón de soldadura de techo	3/16"
Pendiente del techo	6.3 %
Angulos del techo	3.6°

Sección Típica de Traslape

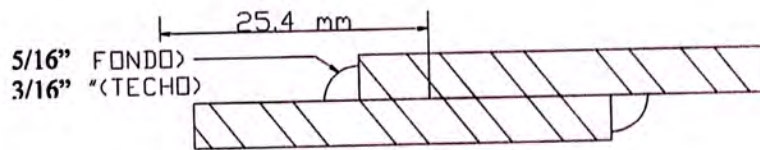


Fig. 2.28 Anillo de
Compresión

Para Techo Soportado:

El tanque cuenta con anillo de compresión; sin embargo, no está diseñado para soportar presión interna excesiva. La evaluación de la pendiente del techo se encuentra dentro de lo establecido (6.3 %). Para la determinación del número de vigas sobre el cilindro, denotaremos la cantidad de vigas a utilizar como: #. Las viguetas deberán ser espaciadas de manera que en el anillo exterior, sus centros estén a más de 2 1/2 pies entre sí (6.28 pies), medidos a lo largo de la circunferencia del tanque.

El espaciamiento en el anillo no deberá ser mayor que 5 1/2 pies.

$$\# = \left(\frac{2\pi r}{2\pi} \right) = \left(\frac{\pi D}{2\pi} \right) = \left(\frac{D}{2} \right) = \left(\frac{30}{2} \right) = 15$$

Se requieren 16 vigas sobre el cilindro (margen de seguridad).

Se deberá garantizar que el área de la junta techo – cilindro (A) sea mayor que el área mínima resistente requerida del anillo de compresión. Luego: ($A > A_{\min}$)

$$A_{\min} = \frac{D^2}{3,000 \sin \theta}$$

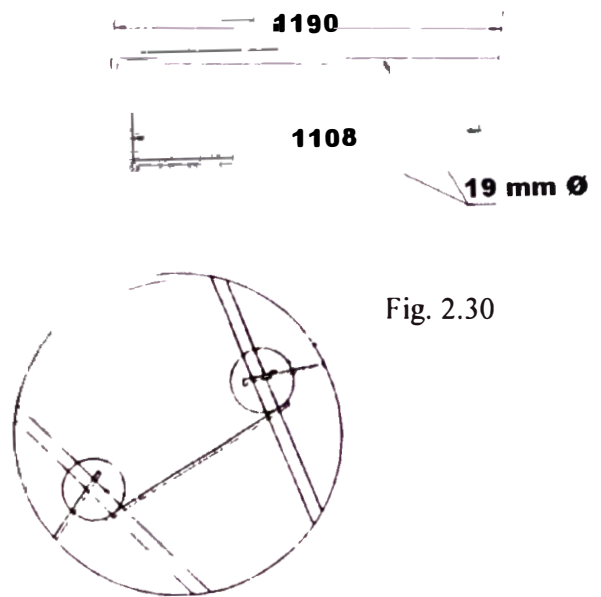
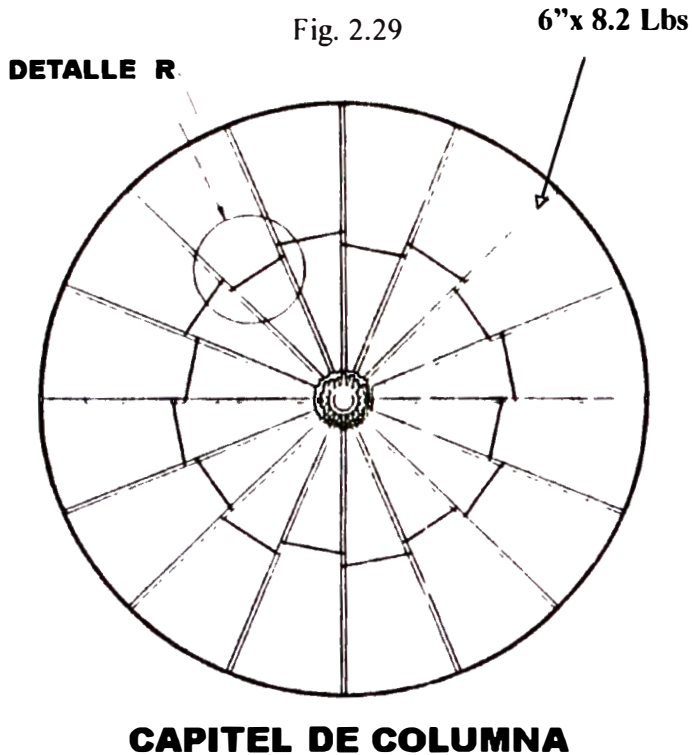


Fig. 2.30

DETALLE R Fig. 2.31

Cálculo del Area de La Junta (A)

Diámetro interno del tanque = $30 \times 12 = 360$ pulg. ≈ 359.5 pulg.

Radio interno del tanque (R_c) = 179.7 pulg

Longitud de la normal al techo, medido desde la línea de centros vertical al tanque

$(R_2) = R_c / \text{sen}(\theta) = 179.7 / \text{sen}(3.6) = 2,861.9$

Espesor de la plancha del techo (t_h) = $3/16$ pulg

Máximo ancho de aporte del techo (W_h) = $0.3 \sqrt{R_2 t_h} = 0.3 \sqrt{2,861.9(3/16)} = 6.95$ in

Espesor de la plancha más gruesa del cilindro (t_s) = $5/16$ pulg (anillo superior)

Máximo ancho de aporte del cilindro (W_c) = $0.6 \sqrt{R_c t_s} = 0.6 \sqrt{179.7(5/16)} = 4.5$ in

Area del cordón = 0.02 in² (cordón de soldadura del techo = $3/16$ ")

Area de aporte de planchas = $6.95 \times (3/16) + 4.5 \times (5/16) = 2.71$ in²

Area de aporte de planchas y cordón = $2.71 + 0.02 = 2.73$ in²

Area de perfil = 0.94 in² (Perfil estructural L 2"x2"x1/4"x20' ASTM A-36)

Otra área de aporte = 0 in²

Area total de la junta techo – cilindro (A) = $2.73 + 0.94 = 3.67$ in²

Evaluación de la Junta Débil

Nota: Si la junta no es débil, se deberá instalar venteo de emergencia según API 2000

Cálculo del Peso del Cilindro

Se sabe además que: Pesos aproximados de las planchas (Acero Estructural)

Espesor 3/16": 7.65 lbs/pie²

Espesor 1/4": 10.20 lbs/pie²

Espesor 5/16": 12.80 lbs/pie²

Todas las planchas del cilindro del tanque son de un espesor = 5/16"

Area Lateral del cilindro = $2\pi rH = \pi DH = \pi(30)(40) = 3,769.91$ pies²

Peso plancha por pie² = 12.80 lb

Peso del cilindro = $(12.80 \text{ lb/pies}^2)(3,769.91 \text{ pies}^2) = 48,254.85 \text{ lb} = 21,888.4 \text{ Kg}$

Peso del cilindro = 48,254.85 lb

Peso estructuras apoyadas = 1,000 lb

Peso total (W) = 49,254.85 lb

Area Máxima de la Junta Techo – Cilindro (A)

$$A = \frac{0.153W}{30,800 \tan \theta}, \theta = 3.6^\circ, \tan \theta = 1/16$$

Donde:

A = Area del ángulo superior (atiesador) más la parte actuante del techo y casco (pulg²)

W = Peso total del casco más cualquier estructura soportada por el casco y techo, en libras (No se considera las planchas del techo)

θ = Angulo entre el techo y un plano horizontal en la unión del techo al casco, en grados

$$A_{\text{máx}} = \frac{0.153(49,254.85)}{30,800 \tan(3.6)} = 3.91 \text{ pulg}^2$$

Resultado: La junta si es débil, ($A < A_{\text{máx}}$)

Unión techo – cilindro:

Perfil estructural L 2"x2"x1/4"x20' ASTM A-36

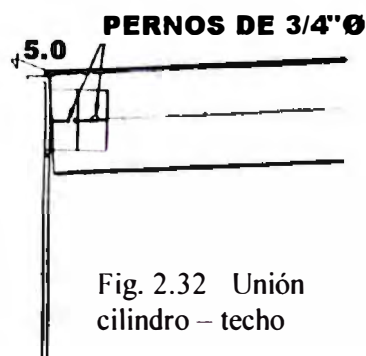


Fig. 2.32 Unión cilindro – techo

Para Techo Autoportante:

$$\frac{1}{6} \leq \tan \theta \leq \frac{1}{1.333}, \quad 9.46^\circ \leq \theta \leq 36.87^\circ, \quad \text{y además:} \quad \frac{3}{16} \text{ in} \leq t \leq \frac{1}{2} \text{ in} \dots(1)$$

Siendo: t = Espesor de la plancha del techo (pulg) = t_h

$\tan \theta$ = Pendiente del techo

D = Diámetro del tanque (pies)

La pendiente mínima a utilizar para este tipo de techo sería: 1/6

La pendiente máxima a utilizar para este tipo de techo sería: 1/1.133

Por lo tanto: El espesor de la plancha del techo según la fórmula:

$$t = \frac{D}{400 \sin \theta}, \quad 9.46^\circ \leq \theta \leq 36.87^\circ, \quad 0.125" \leq t \leq 0.456" \dots(2)$$

De (1) y (2): $0.1875" \leq t \leq 0.456"$

Para un $t = 3/16"$ (0.1875"), tendríamos $\theta = 23.58^\circ$ y pendiente = 1/2.29

$$A_{\min} = \frac{D^2}{3,000 \sin \theta} = \frac{30^2}{3,000 \sin(23.58)} = 0.75 \text{ in}^2, \quad (\text{Area resistente del anillo de compresión})$$

Se descarta el techo de tipo autoportante, debido a que si se requiere que posea unión débil cilindro – techo, la altura deberá ser mucho mayor que los 40 pies para los cuales ha sido originalmente diseñado el tanque, sino comprometería su estabilidad en caso de sismo.

Atiesadores de Cilindro por Viento (Rigidizadores Intermedios – Wind Girders)

Para tanques con techo abierto (aplicable también a tanques de techo cerrado), la altura máxima de un casco sin atiesadores, en pies no deberá exceder:

$$H_1 = 6(100t) \sqrt{\left(\frac{100t}{D}\right)^3}, \quad H_1 = 6(100)(5/16) \sqrt{\left(\frac{100(5/16)}{30}\right)^3} = 199.33 \text{ pies}$$

Donde:

H_1 = Distancia vertical, entre el anillo atiesador intermedio y el ángulo superior del casco o el anillo atiesador superior para un tanque de techo abierto, en pies

t = Espesor promedio del casco superior, a la altura H_1 en pulgadas.

D = Diámetro nominal del tanque, en pies

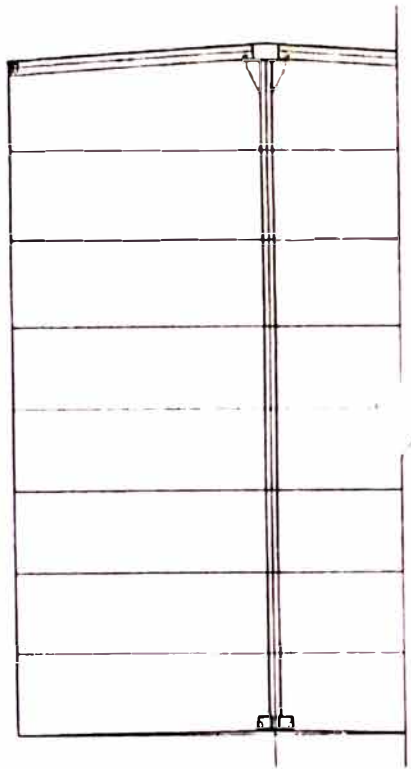
$H_1 = 55.59$ pies para un $t = 3/16"$, Altura mínima no rigidizada.

Como la altura del tanque es de sólo 40 pies no requiere de rigidizadores intermedios.

Módulo Mínimo requerido

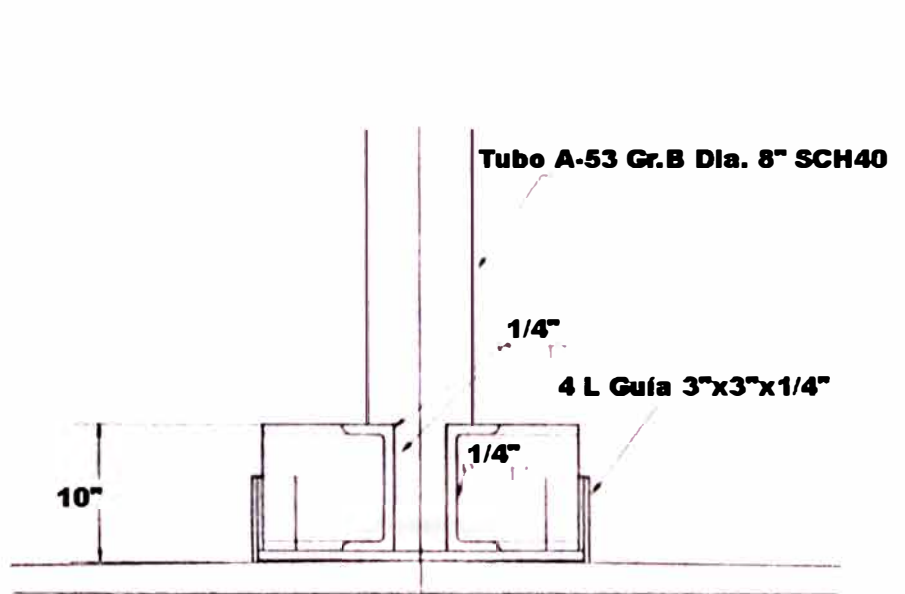
El módulo mínimo de sección requerido (in³), del anillo atiesador intermedio será determinado por:

$$Z = 0.0001D^2H_1, \quad Z = 0.0001(30)^2(199.33) = 17.94 \text{ in}^3$$



DETALLE DE COLUMNA CENTRAL

Fig. 2.33



BASE DE COLUMNA CORTE 2-2

Fig. 2.34

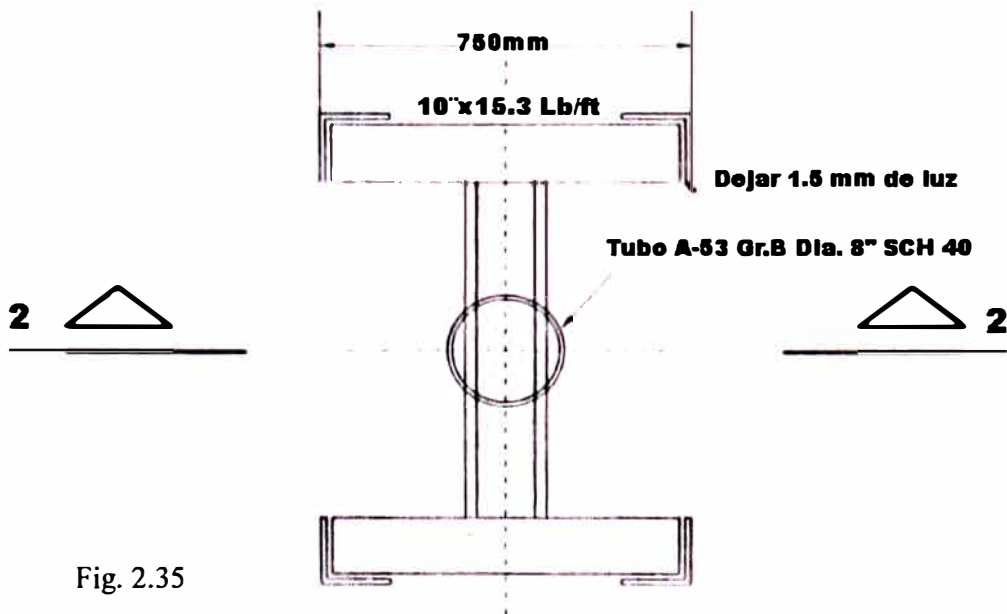
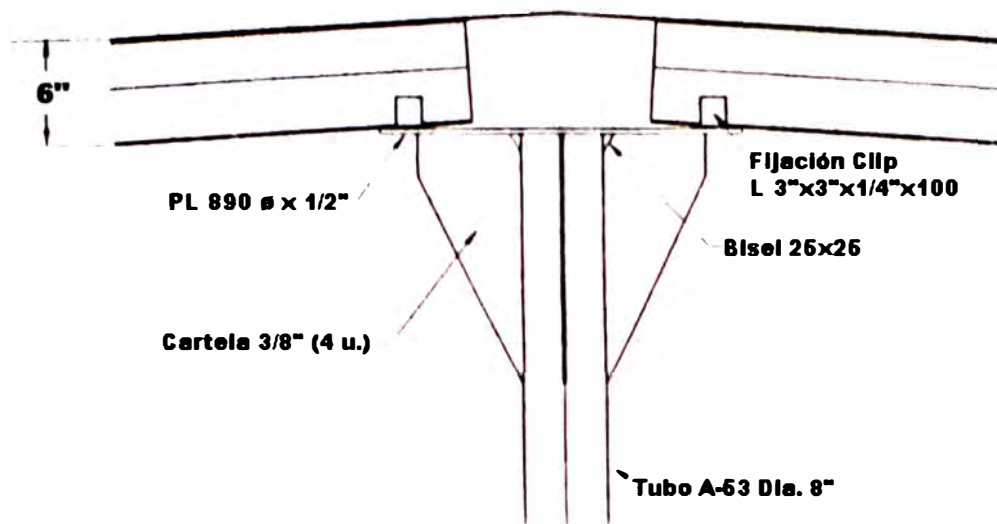


Fig. 2.35

BASE DE COLUMNA DE PLANTA



DETALLE COLUMNA TECHO

Fig. 2.36

Estabilidad del Tanque debido a la Carga del Viento

Método de McGrath:

El tanque cuenta con una válvula de presión y vacío.

Seteo de vacío de la válvula = - 0.865 in H₂O = - 0.031 psi (sin considerar la máxima sobrepresión de la válvula)

En el peor evento, consideramos que el tanque puede soportar una presión de vacío máxima = -1.3 in H₂O, luego $P_v = - 0.047$ psi

La presión de diseño es dada por la ecuación: $P_d = P_w + P_v$

P_c = Presión crítica ó de colapso, psi

P_w = Presión de estancamiento del viento, psi = $0.00001778V^2C_H$

V = Velocidad del viento, mph

C_H = Coeficiente de altura media

P_v = Seteo de venteo de vacío, psi

En ausencia de información experimental, asumimos las siguientes consideraciones:

Velocidad máxima del viento = 100 mph, $C_H = 0.98$,

Luego: $P_w = 0.173$ psi y $P_d = 0.047 + 0.173 = 0.22$ psi

Para el Tanque de Solvente (TK - 46)

Anillos del Tanque	Incrementos (ft)	Altura del Anillo (ft)	Espesor del Anillo (in)	Presión Crítica (psi)
8	3	3	0.3125	27.642
8	2	5	0.3125	15.629
7	1	6	0.3125	12.840
7	3	9	0.3125	8.362
7	1	10	0.3125	7.491
6	2	12	0.3125	6.200
6	2	14	0.3125	5.288
6	1	15	0.3125	4.926
5	3	18	0.3125	4.086
5	2	20	0.3125	3.670
4	1	21	0.3125	3.491
4	3	24	0.3125	3.048
4	1	25	0.3125	2.924
3	2	27	0.3125	2.704
3	3	30	0.3125	2.430
2	3	33	0.3125	2.206
2	2	35	0.3125	2.079
1	1	36	0.3125	2.020
1	3	39	0.3125	1.863
1	1	40	0.3125	1.816

Módulo de Young 3.00E+07
Diámetro del Tanque (in) 360

De la tabla anterior se puede apreciar que ($P_c > P_d$) en todos los anillos del tanque, lo cual garantiza su estabilidad contra cargas del viento. Por tanto, no requerirá de atiesadores, reconfirmando lo anterior establecido.

Consideraciones: Las planchas de los anillos del tanque se asumen que tienen el espesor original de diseño y no se analizó en el estado de completa corrosión.

Una condición de inestabilidad podrá darse, si por severa corrosión el espesor del tanque se reduzca a su tercera parte de su espesor original a partir del cuarto anillo e inferiores. Lo cual indicará que el tanque requerirá de mantenimiento para reemplazar las planchas deterioradas por la corrosión.

2.9 DISEÑO DE TANQUES DE TECHO FLOTANTE Y SELECCION DE SELLOS

Tanques de techo flotante: Son los mas comunes después de los tanques de techo fijo. En estos tanques el techo flota en la superficie del liquido, reduciendo considerablemente la superficie libre.

Este tipo de tanques son quizás los más eficientes, con que se cuenta para servicio corriente, pues reducen considerablemente las pérdidas por evaporación



Fig 2.37 External Floating Roof of a Large Diameter Aboveground Storage Tanks

1.0 Diseño del Techo Flotante

Los techos y accesorios deberán estar diseñados y construidos como para permitir que el tanque rebose y luego retorne a un nivel de líquido por debajo del borde superior del casco del tanque sin deteriorar cualquier parte del techo, tanque o accesorios.

1.1 Diseño del alero de rigidez

Antes de iniciar el retiro del techo es necesario reparar el cilindro y colocar el alero de rigidez. El alero de rigidez se calculará de acuerdo al API 650 encontrando el mínimo modulo de la sección requerido con la ecuación:

$$Z = 0.0001 \times D^2 \times H.$$

Siendo:

Z = Modulo de sección, en pulgadas³.

D = Diámetro nominal del tanque, en pies

H = Altura del cilindro, de pies.

Esta ecuación esta considerada para una velocidad del viento de 160.93 Km/hora lo cual nos da un factor de seguridad de 3 aproximadamente para las condiciones de la zona norte del Perú. Con el módulo de sección se determinará las características del anillo de rigidez a instalar en la tabla 3 - 22 Section Moduli (inches cubed) of stiffening - ring sections on tank - shells del API 650.

1.2 Cálculo de la Flotabilidad del Techo

Este cálculo deberá ser iterativo iniciando el cálculo con un peso estimado del techo flotante y considerando que deberá flotar sobre un líquido con gravedad específica de 0.7, si la cubierta simple y dos de los compartimientos de flotación son agujereados. El drenaje primario deberá ser considerado ineficaz. En adición, cualquier tipo de techo con el drenaje primario ineficaz deberá alojar 10 pulgadas de lluvias en un periodo de 24 horas sin hundirse (sin compartimientos o cubiertas perforadas). Luego de calcular la flotabilidad se dimensionarán los pontones así como el resto de elementos del techo y se calculará el peso real que tendrá, deberá también considerarse la mitad del peso de la escalera pivotante, con este nuevo peso real se procederá nuevamente a verificar la flotabilidad, nivel de hundimiento y obtener un factor de seguridad mínimo de 1.2.

1.3 Lámina central

Todas las planchas de la cubierta tendrán un espesor nominal mínimo de 3/16". Las planchas de la cubierta deberán ser unidas por soldaduras de filete completo en el lado superior.

1.4 Manholes del pontón

Cada pontón deberá ser provisto con un ducto de acceso con tapa a prueba de lluvia. El borde superior del cuello del ducto de acceso tendrá una elevación para prevenir la entrada de agua a los compartimientos.

1.5 Tabiques de Contención

Todos los tabiques de contención interiores, estarán soldados alrededor, impermeable a líquidos.

1.6 Escalera Pivotante

Los techos flotantes, serán fabricados con una escalera de mano la cual se ajustará automáticamente a cualquier posición del techo de tal manera que siempre esté disponible para el acceso y estará diseñada para todo el recorrido del mismo así como para una carga en el punto medio de 500 Kg. en cualquier posición de operación.

1.7 Drenaje de Techo

El drenaje primario deberá ser de manguera, uniones articuladas o tipo sifón. Una válvula check será suministrada en el sumidero del techo y unida a la tubería de drenaje. Se incluirán precauciones para prevenir el arrollamiento de la manguera o el aplastamiento debajo de las patas. El tamaño mínimo de drenajes primarios, será el equivalente en capacidad a uno de 3" de drenaje para techos hasta 120 pies de diámetro y a uno de 4" de drenaje para techos de diámetros mayores a 120 pies.

1.8 Respiraderos

Respiraderos adecuados deberán ser suministrados para prevenir el sobre esfuerzo de la cubierta del techo o de la membrana selladora. Es conveniente especificar el caudal de descarga, de tal forma que se pueda estimar el vacío de succión. Estos respiraderos o válvulas de purga o cualquier otro medio admisible, deberá ser adecuado para eliminar aire o gases desde el interior del techo, durante el llenado inicial.

1.9 Patas soportes

Los techos flotantes, en su descenso, se apoyarán mediante patas soportes sobre el fondo del tanque. Los soportes fabricados de tubos deberán ser rebajados o perforados en la base para proveer drenajes. La longitud de las patas, será ajustable desde la parte superior del techo. Los niveles de operación y mantenimiento de las patas soporte serán especificados previamente. Las patas y sus accesorios deberán ser diseñados para soportar al techo y una carga viva uniforme de como mínimo 25 lb. por pie cuadrado. Planchas de apoyo de acero deberán emplearse para disminuir la carga de las patas sobre el fondo del tanque. Si se emplean planchas de apoyo ellas deben ser soldadas con un cordón continuo al fondo.

Las dos posiciones de soporte son:

- a) En operación normal. el techo bajará hasta 2'-6" (mínimo) o por encima de cualquier accesorio o fijación que sobresalga del tanque y puede obstruir el descenso del techo.
- b) En mantenimiento o reparación en el fondo, bajará hasta 6'-0", permitiendo el acceso del personal debajo del pontón. La tubería de soporte será perforada en la parte inferior, a fin de drenar la tubería. Se colocarán platinas de base en los puntos de apoyo del fondo. Estas se soldarán en todo su perímetro a la plancha del fondo.

1.10 Manhole de techo

Deberá contar como mínimo con un manhole para acceso al interior del tanque y para ventilación cuando el tanque esté vacío y deberá ser como mínimo de 24" de diámetro interior.

1.11 Mecanismos de Centrado y Antirotación

Se deberán proveer estos mecanismos para mantener el techo en una posición centrada y para prevenir su rotación. Estos mecanismos deberán ser capaces de resistir las fuerzas laterales impuestas a ellas por la escalera, cargas desiguales de viento y el techo mismo.

1.12 Sellos

El espacio entre la periferia exterior del techo y el casco del tanque deberá ser sellado por un mecanismo flexible, el cual deberá proveer un ajuste apretado razonable a la superficie del casco. Existen diferentes tipos de sellos primarios los cuales se clasifican de acuerdo al elemento de contacto con el cilindro del tanque estos son:

- Tipo zapata mecánica.
- Tipo de cierre de goma.

Los del tipo de zapata mecánica a su vez se subdividen de acuerdo al mecanismo de empuje de la zapata contra la pared del cilindro estos son:

- Tipo Pantógrafo.
- De resortes.
- De muelles.
- De tijeras.

Los del tipo de cierre de goma se subdividen de acuerdo al relleno en la manga de goma: - Relleno líquido - Relleno de espuma.

Adicionalmente la barrera de vapor podrá ser de uretano o teflón según sea el producto almacenado. Todas estas variantes en los sellos primarios se tendrán en cuenta para seleccionarlos según sea el caso que se presente.

1.13 Dispositivo Antirrotacional

Sirven para impedir el desplazamiento lateral del techo, evitando el daño o mal funcionamiento de la escalera rodante, del sistema de drenaje o medición automático. El dispositivo deberá diseñarse para las cargas laterales que actúan contra ella.

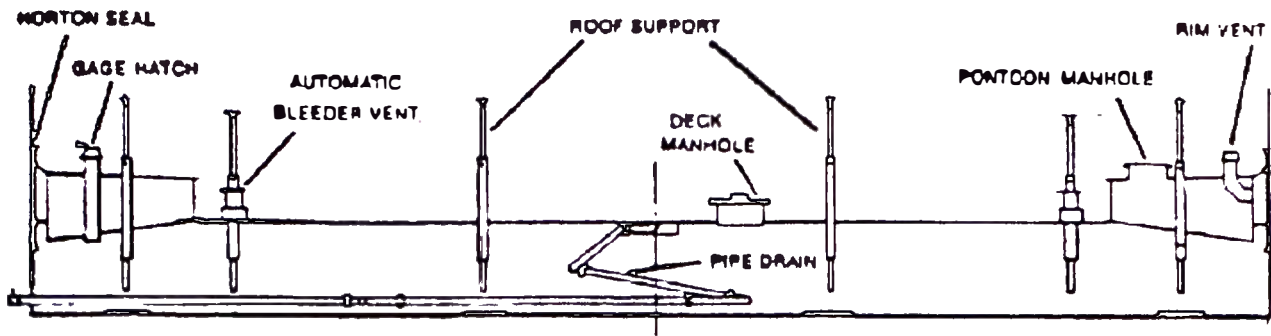
Existen dos tipos de dispositivos:

- a) Barra soldada verticalmente en el tanque que sirve de guía al dispositivo fijado en el techo, en su desplazamiento vertical.
- b) Tubo vertical fijado al tanque y que sirve de guía al techo que tiene atravesado un tubo soldado y sellado. Este tubo guía puede usarse también, para alojar el sistema de medición automática.

1.14 Dispositivos de Medición

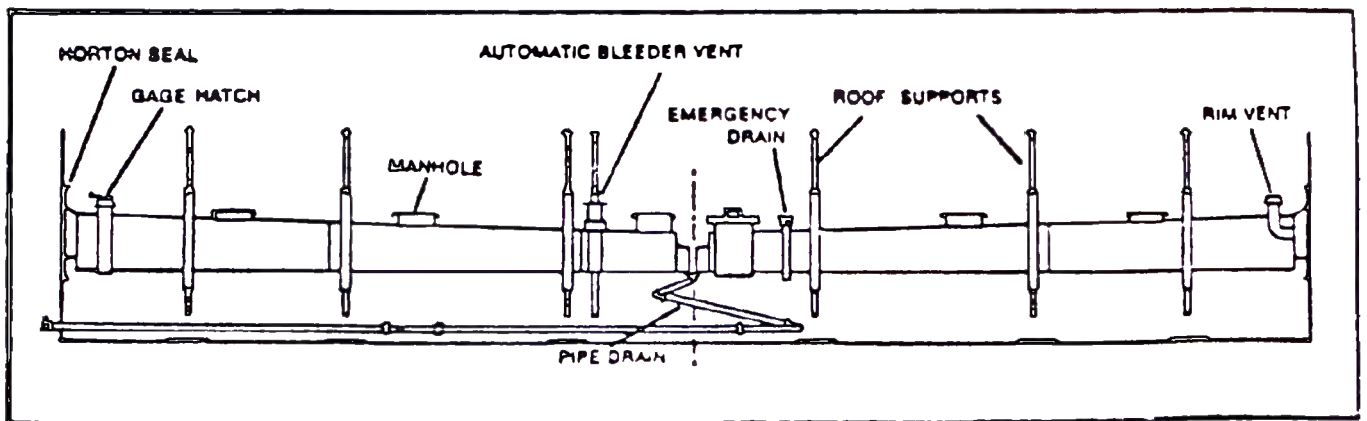
Cada techo deberá contar con un sistema de medición automática y una columna de medición manual.

Tipos de Techos Flotantes



PONTOON

Fig 2.38



DOUBLE - DECK

Fig 2.39

Consideraciones de Diseño de Tanques de Techos Flotantes

Techo Flotante tipo Pontones

Las proporciones geométricas y dimensiones de los techos flotantes deben ser tales que deben cumplir las siguientes condiciones:

- Flotación sobre un líquido de 0.70 de gravedad específica, con la cubierta y 2 pontones perforados e inundados.
- Flotación sobre un líquido de 0.70 de gravedad específica, con la cubierta inundada con un equivalente de 0.25 m de precipitación de lluvia en todo el techo.

Las planchas se diseñarán para la siguientes condiciones de carga:

- Planchas de cubierta, diferencia de presión encima y debajo de la cubierta.
- Planchas del fondo del pontón, presión hidrostática máxima.

- c) Planchas del techo del pontón, sobrecarga de 25 lb/pulg².
- d) La ubicación de la cubierta con respecto del fondo del pontón será tal que la diferencia de presiones encima y debajo de la cubierta sea mínima.

Techo Flotante tipo Doble Cubierta

Las proporciones geométricas y dimensiones de los techos flotantes deben ser tales que deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) Flotación sobre un líquido de 0.70 de gravedad específica, con el compartimiento anular y el pontón periférico, perforados e inundados.
- b) Flotación sobre un líquido de 0.70 de gravedad específica, con la cubierta inundada con un equivalente de 0.25 m de precipitación de lluvia en todo el techo. En el caso de que no se pueda cumplir con esta condición de flotabilidad, el techo deberá disponer de un drenaje de emergencia que evite un exceso de acumulación de agua sobre la cubierta. El drenaje de emergencia evacuará al interior del tanque.

Las planchas se diseñarán para las siguientes condiciones de carga:

- a) Planchas de la cubierta superior, sobrecarga de 25 lb/pulg².
- b) Planchas de la cubierta inferior, presión hidrostática máxima.

Características de los Principales Tanques de Techo Flotante en Refinería

Tanques de Techo Flotante Externo (External Floating Roof Tanks) y

Tanques de Techo Flotante tipo Domo Externo (Domed External Floating Roof Tanks):

El tanque de techo flotante tipo domo externo resulta de reajustar un tanque de techo flotante externo con un techo fijo tipo domo. Un tanque de techo flotante con domo externo es muy similar a un tanque de techo flotante interno con una cubierta soldada y un techo fijo autosoportado.

Diferencias:

En el cálculo de las emisiones de los accesorios del techo (fittings) y de los sellos, la velocidad del viento no es un factor a considerar en los tanques de techo flotante de domo externo, debido a la protección del techo.

Similitudes y principales características:

- a) Condición interna del cilindro (Internal Shell Condition):

El interior de los cilindros del tanque presentan uno de las siguientes revestimientos:

Light rust (D), dense rust y gunite lining.

Siendo light rust (D) del tipo más utilizado.

b) Tipo de Construcción:

Estos tanques en su construcción pueden ser soldados o remachados (welded or riveted). El tipo más común es el tipo soldado.

c) Sello Primario:

El sello primario cierra el espacio anular entre el borde del techo flotante y la pared del tanque.

Puede ser de tres tipos:

Mechanical Shoe.- Sello de zapato mecánico.

Liquid Mounted.- Sello no - metálico elástico (resilient-filled) que es montado en contacto con el líquido del tanque.

Vapor Mounted.- Sello no - metálico elástico (resilient-filled) que es montado a pocas pulgadas arriba del líquido del tanque.

d) Sello Secundario:

El sello secundario a utilizar puede variar de acuerdo a la construcción del tanque y del tipo del sello.

Así para: Tanques empernados: Rim mounted, shoe mounted, o ninguno; tanques soldados, con sello primario (mechanical shoe): Rim mounted, shoe mounted, o ninguno; tanques soldados, con sello primario (no - metálico elástico, liquid mounted y vapor mounted): Weather shield, rim mounted o ninguno.

e) Tipo de techo: El techo flotante externo puede ser del tipo pontón o de doble cubierta (double deck).

f) Categoría accesorios del montaje (Fitting Category):

Los accesorios de montaje del techo (roof fitting) pueden ser uno o más. El tipo de categoría de montaje para estos tanques es Access Hatch (24-in Diam.) y el status es Bolted Cover, Gasketed.

Otros tipos de accesorios pueden ser detallados de los siguientes tipos:

Automatic Gauge Float Well

Gauge-Hatch/Sample Well

Rim Vent

Deck Drain

Unslotted Guide-Pole and Well

Slotted (perforated) Guide-Pole and Well

Vacuum Breaker

Diseños más Comunes de Tanques con Techo Flotante Externo:

Fig 2.40

Trussed Pan

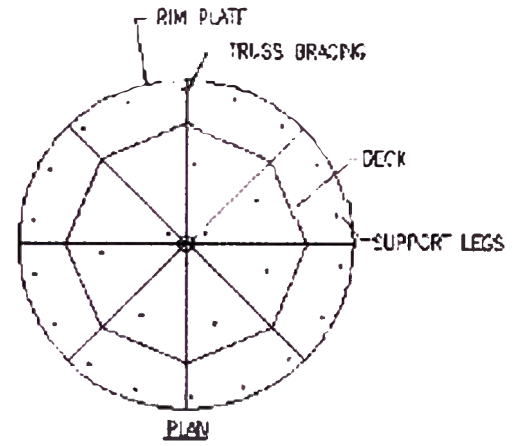
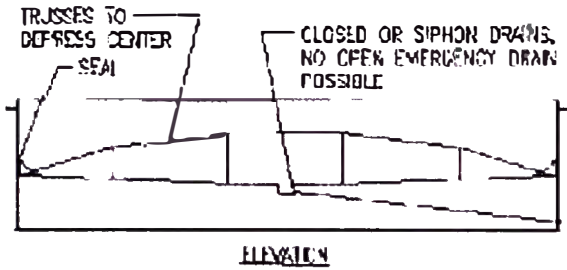


Fig 2.41

Ring Pontoon

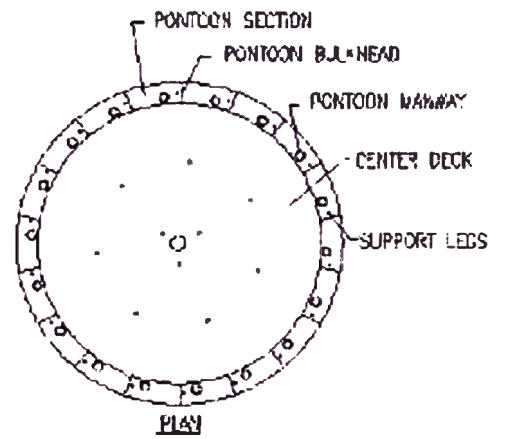
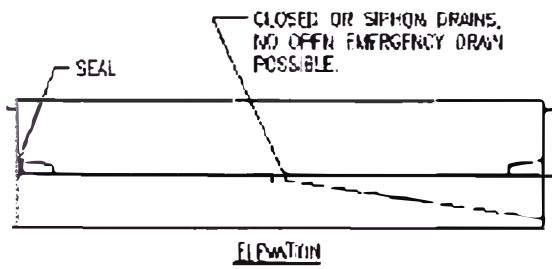


Fig 2.42

Double Deck

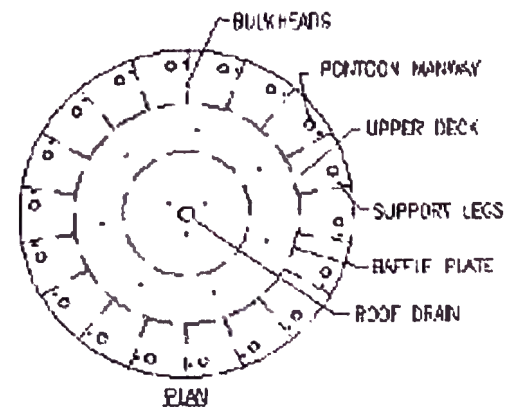
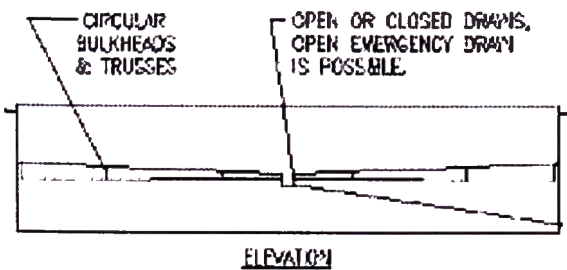


Fig 2.43

High Deck with Weighted Center Pontoon

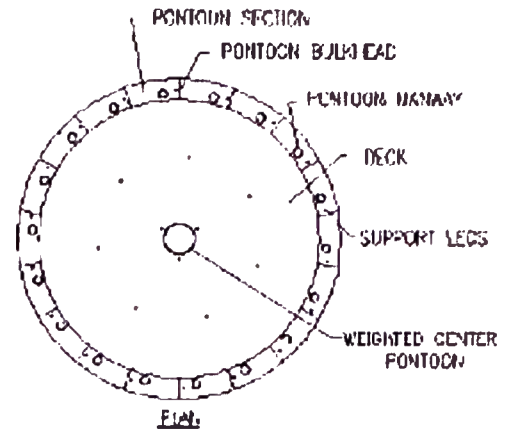
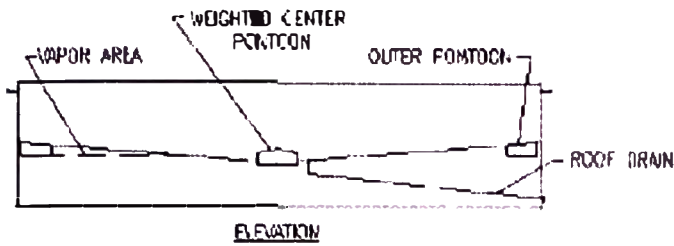
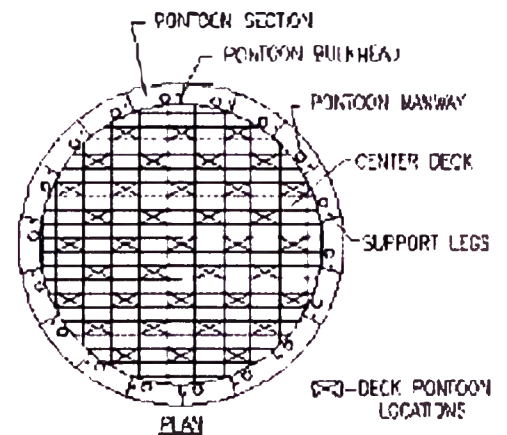
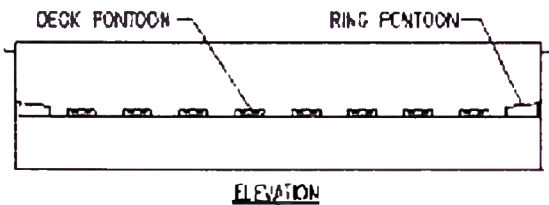


Fig 2.44

Ring Pontoon with Center Deck



Tanques de Techo Flotante Interno (Internal Floating Roof Tanks):

- a) Tipos: Self-supporting roof (techo autosoportado) y Supporting Columns (techo soportado por columnas)

Los tanques con columnas tendrán emisiones más altas debido a la evaporación del líquido que se adhiere al área de la superficie de la columna. El número de columnas dependerá del diámetro del tanque. El diámetro efectivo de la columna es igual a 1.1 pies para 9 x 7 pulg. de columnas fabricadas, 0.7 pies para columnas de tubería de diámetro 8 pulg.

- b) Condición interna del cilindro (Internal Shell Condition):

El interior de los cilindros del tanque presentan uno de las siguientes revestimientos: Light rust, dense rust y gunite lining. Siendo light rust del tipo más utilizado.

- c) Sello Primario:

El sello primario (primary rim seals) puede ser de 3 tipos: Mechanical shoe, liquid mounted y vapor mounted.

- d) Sello Secundario:

El sello secundario puede ser de 3 tipos: Rim mounted, shoe mounted (sólo cuando el sello primario mechanical shoe seal es identificado), y ninguno.

e) Tipo de Cubierta (Deck):

Existen dos tipos: Empernada y soldada.

f) Categoría del montaje (Fitting Category):

El accesorio de montaje típico para la cubierta de este tipo de tanque es Access Hatch (24-in Diam.) y el status es: Unbolted Cover, Ungasketed. Otros tipos de accesorios de montaje en la cubierta de los tanques pueden ser los mismos accesorios descritos para los tanques de techo flotante externo o del tipo domo externo. En adición, los siguientes accesorios son utilizados sólo en tanques de techo flotante interno: Column well, ladder well, y stub drain.

En el caso de que la cubierta (deck) sea del tipo empernado (bolted), existen 2 tipos de construcción: Lámina (sheet) y panel. De los cuales destacan 5 tipos:

Continuous sheet construction 5 feet wide (Valor asumido por defecto)

Continuous sheet construction 6 feet wide

Continuous sheet construction 7 feet wide

Rectangular panel construction 5 x 7.5 feet

Rectangular panel construction 5 x 12 feet

Diseños Más Comunes de Tanques con Techo Flotante Interno:

Steel Pan

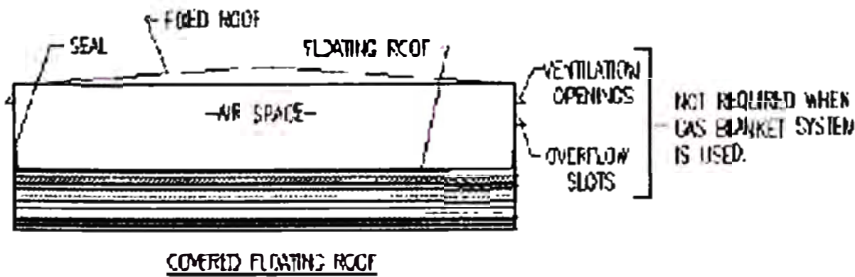


Fig 2.45

Reversed Slope Pontoon

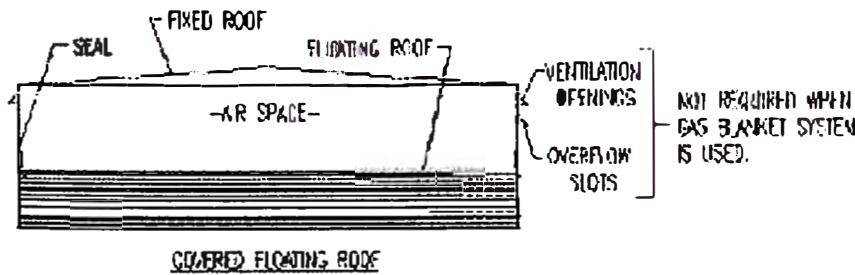


Fig 2.46

Aluminum Pontoon

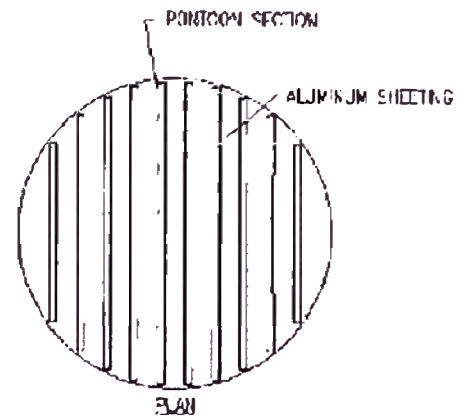
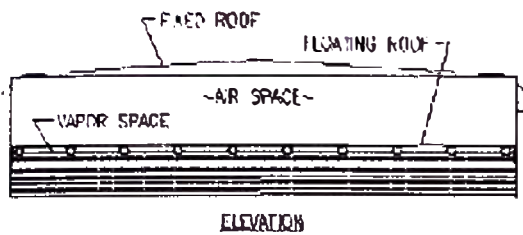


Fig. 2.47: Este tipo de diseño corresponde al de la **sábana flotante**. De todos constituye el tipo más barato de techo flotante interno.

Aluminum Full-Contact - Honeycomb Panel

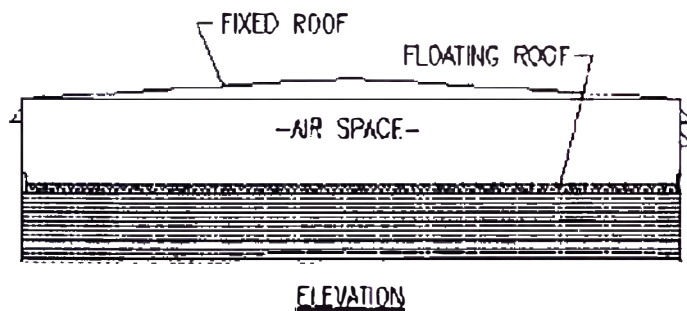


Fig 2.48

Consideraciones para la Selección de un Tanque de Techo Flotante

La selección del tipo correcto de tanque de techo flotante involucra la toma de las siguientes decisiones:

¿Cuánto dinero se puede gastar?

¿Qué tanta protección es requerida contra el hundimiento, inclinación y el pandeo del techo sometido a cargas?

¿Qué tanto se necesita controlar las pérdidas por evaporación?

Para responder a estas preguntas, el ingeniero tiene la opción de tres tipos generales de tanques de techos flotantes:

- ❖ Pan type floating roof
- ❖ Pontoon type floating roof
- ❖ Double deck floating roof y

El techo flotante del tipo "pan" es usualmente el más barato y el tipo "double deck" brindará la mayor protección estructural, así como mantendrá al mínimo las pérdidas por evaporación.

En un tanque de techo flotante apropiadamente diseñado y ubicado, casi todas las pérdidas por evaporación ocurren en el área del sello. Sin embargo, las pérdidas pueden volverse excesivas en climas cálidos si el vapor formado bajo la única cubierta del techo (single deck) es dejado escapar. Por lo tanto, en muchos casos es deseable diseñar "single deck roofs", de modo que ellos atrapen el vapor proveyendo un espacio aislado arriba de la superficie del producto.

Selección de Sellos para Techos Flotantes

Los tanques que almacenan hidrocarburos de bajo punto de inflamación, generalmente originan pérdidas de producto por evaporación y por consiguiente contaminación del medio ambiente. El almacenamiento de estos productos en tanques de techo fijo origina gran pérdida por alta evaporación, al estar el producto expuesto a una gran área libre, tal como se muestra en la figura No 2.49. Al respecto, para reducir el área expuesta al ambiente, las industrias y entidades gubernamentales han normado el uso de techos flotantes para evitar estos impactos, tal como se puede ver en la figura No 2.50.

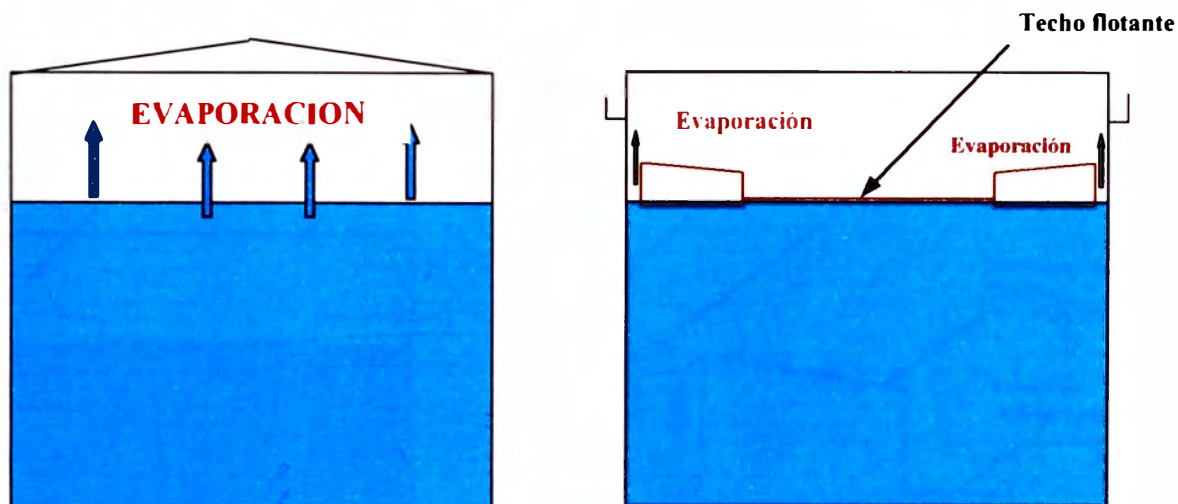


Fig. 2.49: Tanque de techo fijo

Fig. 2.50: Tanque de techo flotante

El D.S. No 052-93-EM emitido por el Ministerio de Energía y Minas, en su Artículo 18°, establece el uso de techos flotantes para tanques que almacenan líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 4 psia o cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C a su Punto de Inflamación o a temperaturas mayores.

Los productos que se encuentran dentro de los requerimientos del D.S. antes indicado, están algunos Crudos, las Gasolinas y algunos Turbos.

La norma API 650 de “Especificaciones para Diseño y Construcción de Tanques soldados para almacenamiento de hidrocarburos”, en su apéndice C 3.13, define “El espacio entre la periferia exterior del techo flotante y el casco del tanque deberá ser sellado por un mecanismo flexible, el cual deberá proveer un ajuste razonable a la superficie del cilindro. Si se emplea zapatas para hacer el contacto con el casco, tal zapata deberá ser confeccionado de acero galvanizado conforme al ASTM A 924 con un mínimo espesor nominal de 1.5 mm (16 gauge) y un recubrimiento. Si se especifica una zapata sin recubrimiento, estos deben ser fabricados de planchas de acero con el espesor y calidad especificado por el que genera el pedido. Se deben proveer de un mínimo de juntas de expansión adecuadas.

Cualquier fabricación o material no metálico usado como sello o componente de él debe ser durable en el ambiente y no debe descolorarse o contaminar el producto almacenado.

Como se podrá apreciar, las normas obligan el uso de un sello entre el techo flotante y el cilindro, para evitar pérdida por evaporación y contaminación del medio ambiente, en las figuras 2.51 y 2.52 se muestran las formas de sellado del techo flotante. Existe una variedad de tipos y formas de sellos, los cuales deben ser seleccionados de acuerdo al tipo de tanque, si son de juntas soldadas o remachadas, tipo de producto almacenado, capacidad de sellado, costo, etc. Existen diferentes fabricantes los cuales pueden proveer del sello adecuado para cada tipo de servicio.

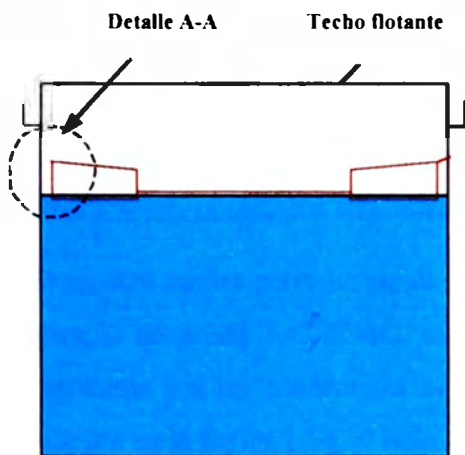


Fig. 2.51: Tanque con techo flotante y sello

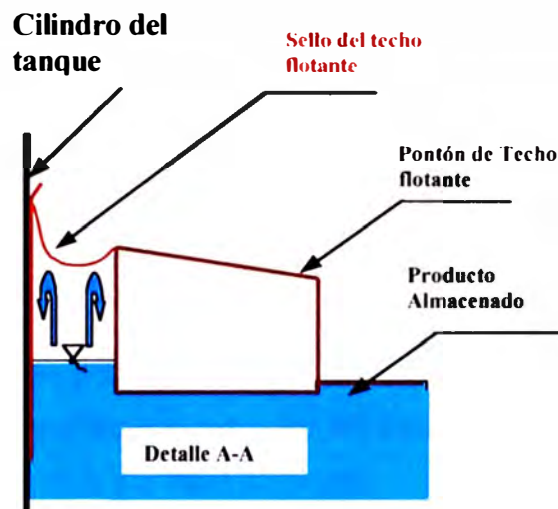


Fig. 2.52: Sello del techo flotante

Tipos de Sellos

Sistema de Sellado de Techos Flotantes

Todo tipo de techo flotante tiene un espacio anular entre el cilindro del tanque y la periferia exterior del techo flotante que permite subir y bajar el techo. Para obtener el máximo beneficio del techo flotante, como es el control de la pérdida por evaporación, el espacio anular debe tener un adecuado sistema de sellado. Un sistema de sellado efectivo es hermetizar el espacio anular y ayudar a mantener centrado el techo flotante. La redondez del tanque es importante, estos no deben exceder la capacidad de diseño de los sellos.

Un sistema de sellado puede consistir de uno o dos sellos separados. El primer sello es denominado sello primario, y el segundo sello instalado sobre el sello primario, es denominado sello secundario.

Existen tres tipos básicos de sello primario. Los sellos primarios se clasifican en zapata mecánica (metálica), de bolsa (no metálico, resilient filled) y alabe flexible (flexible wiper).

Las configuraciones básicas de los sellos secundarios son:

Instalado en las zapatas o instalados en el anillo periférico del techo.

1. Sello de Zapata Mecánica (Metálica), Sello Primario.

Este tipo de sello se viene usando por muchos años. En la figura 2.53, se indica un diagrama simplificado de este tipo de sello sobre el espacio vapor. Una característica de este sello es el uso de una plancha metálica liviana (**zapata**) que está en contacto con la pared del cilindro del tanque, esta plancha es soportada por mecanismos de diferentes tipos, que varía de acuerdo a cada fabricante. Las planchas juntas una tras otra forman un anillo, tienen una altura de 3 a 5 pies y proveen una gran área de contacto con la pared del cilindro. Cuenta con juntas de expansión adecuadas para permitir la contracción y la dilatación de las zapatas y permitir que tenga un desplazamiento sin problemas en deformaciones del cilindro y cuando existen juntas remachadas.

Las zapatas cuentan con un sistema de empuje para mantener la presión sobre las paredes del cilindro, estos son efectuados por diferentes tipos de sistema de resorte, como son contrapeso, flejes, resortes, etc.

El espacio anular entre la zapata y la periferia del techo flotante, es sellado por un elemento flexible, por ejemplo neopreno, teflón, etc., este es llamado **sello primario**. El material y diseño varía de acuerdo al fabricante y/o las condiciones de servicio. Existen sellos con reducción del espacio vapor, tal como se muestra en la figura 2.54, el sello es instalado cerca de la superficie del líquido.

Este tipo de sello, es usualmente diseñado para trabajar en un espacio anular de 8", con una tolerancia de trabajo de +/- 5".

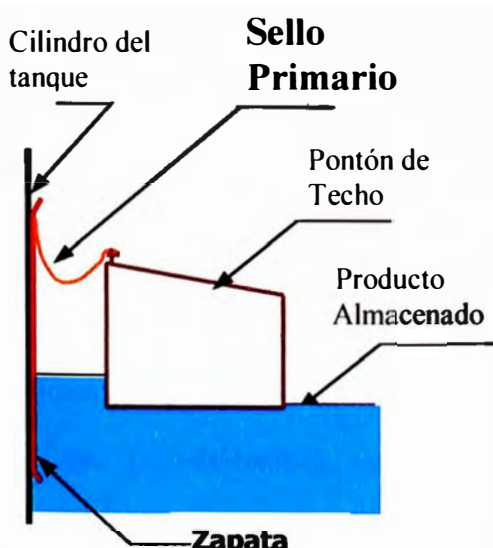


Fig. 2.53: Sello de Zapata mecánica

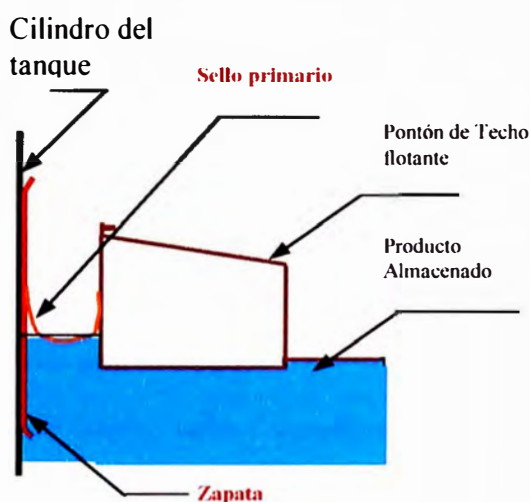


Fig 2.54: Sello con reducción del espacio vapor

2. Sello Tipo Bolsa (No Metálico), Sello Primario.

La característica que lo identifica a este tipo de sello, es el uso de un material elastomérico relleno con un líquido, espuma o gas, lo cual hace que este se infle y haga contacto con la pared del cilindro del tanque. En la figura 2.55 se muestra un diagrama de este tipo de sello. El sello puede ser instalado dejando un espacio de vapor (figura 2.55, **Vapor Mounted**) o haciendo contacto con el líquido (Figura 2.56, **Liquid Mounted**)

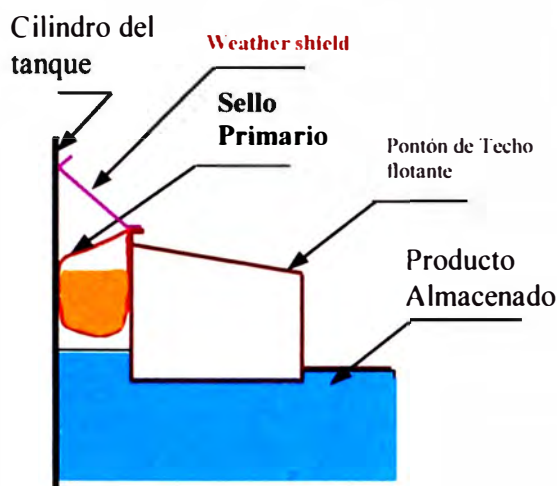


Fig. 2.55: Sello Tipo Bolsa. Vapor Mounted

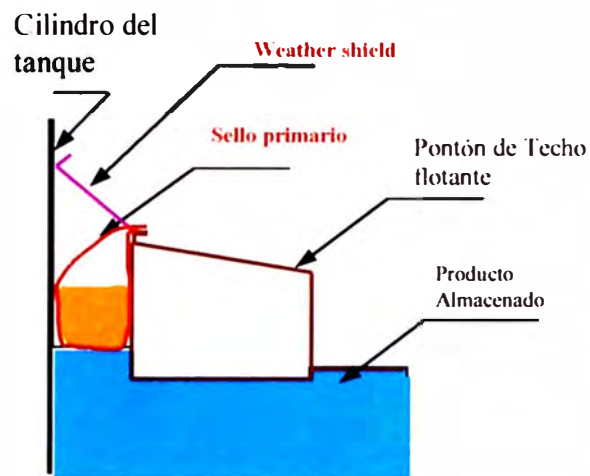


Fig. 2.56: Sello Tipo Bolsa. Liquid Mounted

La mayor ventaja de este sello es su flexibilidad. La envoltura utilizada para su fabricación es mucho más flexible que la del sello tipo zapata, por la capacidad de amoldarse mejor a la pared del cilindro. Este tipo de sello normalmente puede acomodarse en el espacio anular +/- 4" de variación. Diseños especiales son requeridos en tanques con espacios anulares de más de 8". Estos sellos están equipados normalmente con una cubierta para protegerlo del medio ambiente (**weather shield**) o un sello secundario.

Considerando que los materiales del sello son menos abrasivos que los de zapata mecánica, estos son usados generalmente para tanques pintados interiormente. Sin embargo, en tanques con remaches o con cordones de soldadura irregulares pueden causar daño o desgaste, reduciendo la vida de los mismo.

El tipo Vapor-Mounted, contribuye a una mayor pérdida por evaporación, por otro lado este tipo de sello no está sujeto al deterioro por el contacto con el líquido almacenado.

El tipo Liquid-Mounted, que no tiene espacio de vapor, reduce significativamente la pérdida por evaporación; sin embargo, el tiempo de vida de éste puede acortarse, por estar en contacto con el producto que pueda tener alto contenido de aromáticos. Los recientes avances en la fabricación de los compuestos sintéticos permiten la compatibilidad con los hidrocarburos. Los fabricantes de sello pueden recomendar los materiales más adecuados para cada aplicación en particular.

3. Sello Flexible Tipo Wiper. Sello Primario.

Este tipo de sello es de diseño reciente. La característica principal que lo identifica es el uso de una hoja (**blade**) elastomérica que hace el contacto con la pared del cilindro del tanque, tal como se muestra en la figura 2.57. El elemento flexible del sello cubre el espacio anular entre el cilindro y el techo, y usa elementos mecánicos para mantener un buen contacto con la pared del cilindro.

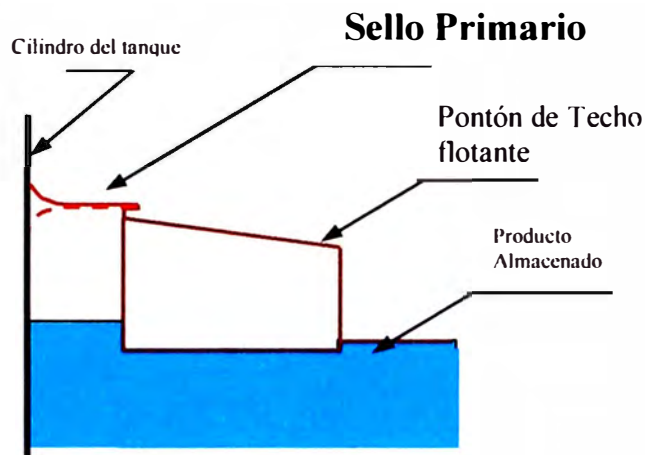


Fig. 2.57: Sello Tipo Wiper

La ventaja de este tipo de sello, es su flexibilidad. El **wiper** es generalmente más flexible que el tipo zapata. Puede tener mayor conformidad en el casco del cilindro. Este sello es instalado generalmente sobre el líquido evitando deterioro por contacto con el producto almacenado. Los diseños especiales requieren que pueden trabajar con una tolerancia de $\pm 4''$, para espacios anulares mayores de $8''$.

Este tipo de sello, por sus características, contribuye a la mayor pérdida por evaporación, pues el contacto con la pared del cilindro no es muy hermético.

Sello Secundario

Este tipo de sello está dividido en dos categorías:

Instalado sobre la zapata (**Shoe - Mounted**) e instalado sobre el anillo del techo flotante (**Rim - Mounted**). En las figuras 2.58 y 2.59 se muestran estos tipos de sellos.

El instalado sobre el anillo es más efectivo en reducir la pérdida que pueda permitir el sello primario. El instalado sobre la zapata es efectivo solo en reducir la pérdida entre la zapata y la pared del cilindro, pero no evita la pérdida que se pueden originar en la cubierta del sello primario.

Los sellos son fabricados generalmente de materiales elastoméricos, a veces reforzado con material metálico o no metálico.

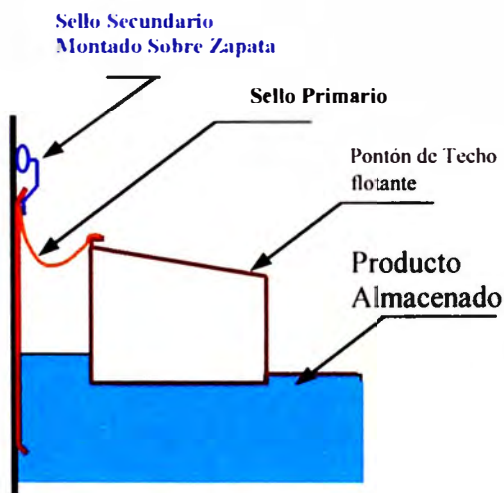


Fig. 2.58: Sello Secundario Montado Sobre Zapata

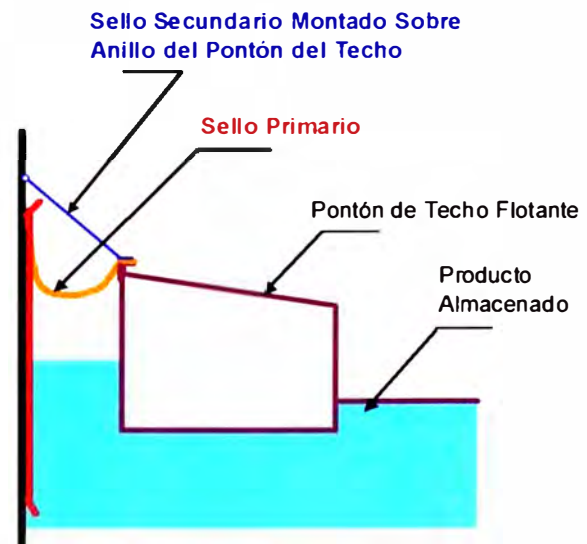


Fig. 2.59: Sello Secundario Montado Sobre Anillo del Cilindro

TYPICAL SHOE SEAL

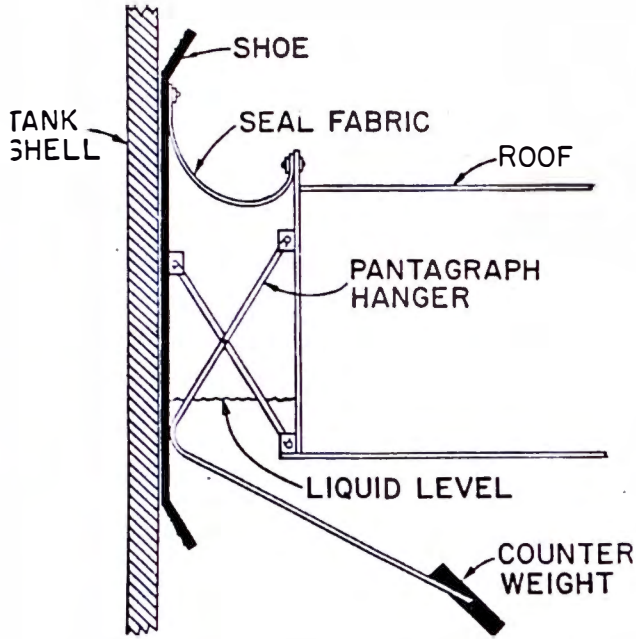


Fig 2.60

TYPICAL TUBE SEAL

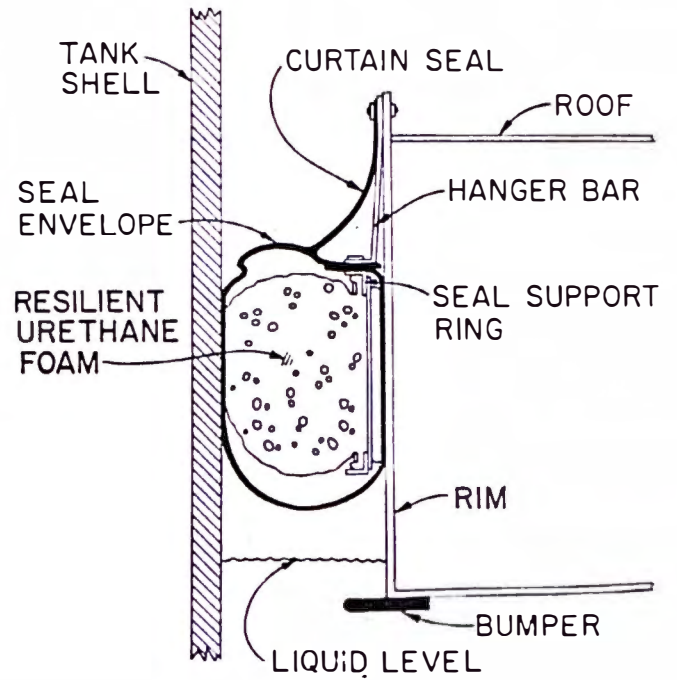


Fig 2.61

TYPICAL SECONDARY SEALS

MINI-TUBE

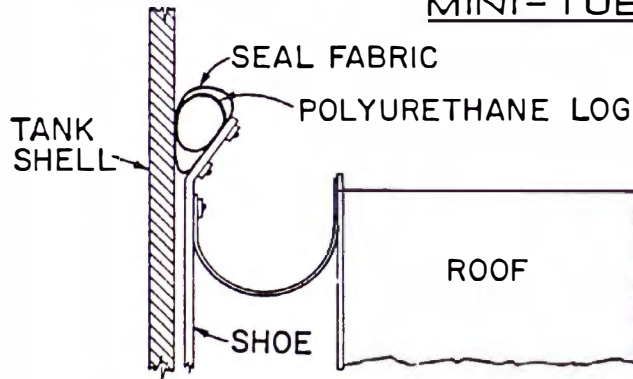
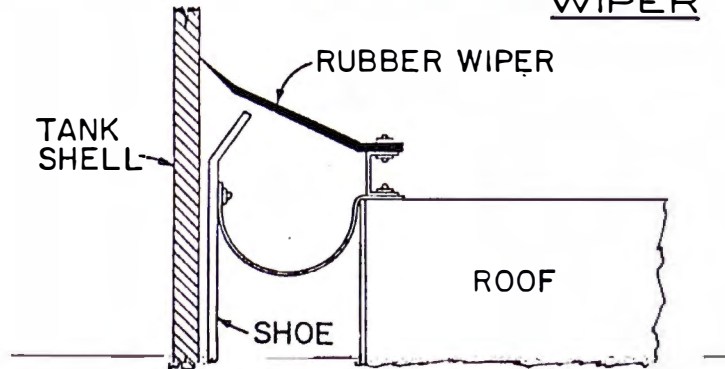


Fig 2.62

WIPER



Sellos para Tanques de Techo Flotante Internos

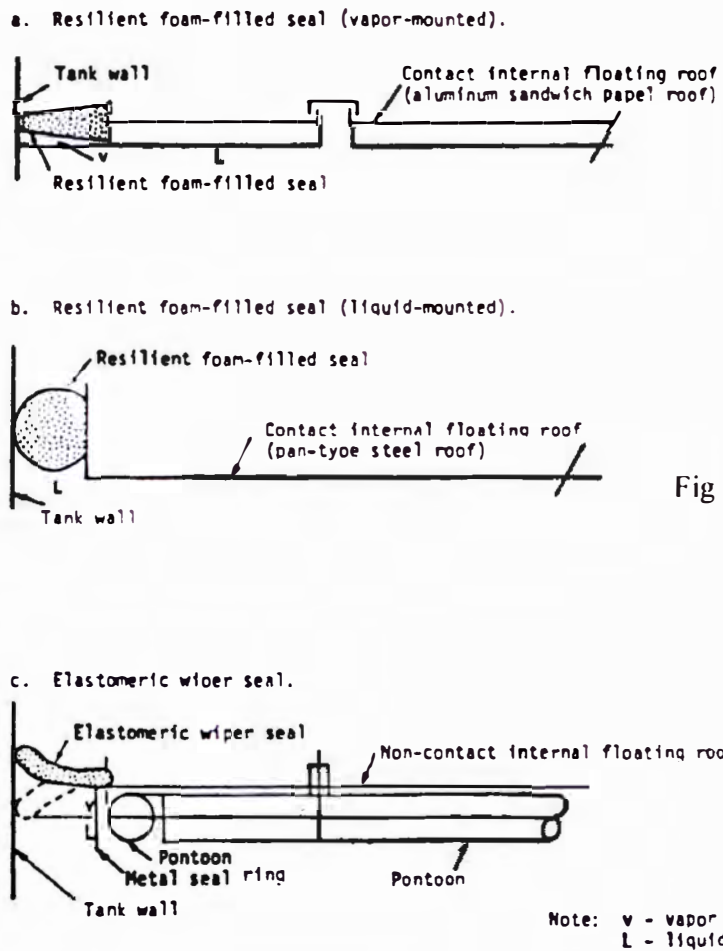


Fig 2.63

TYPICAL FLOTATION DEVICES AND PERIMETER SEALS FOR INTERNAL FLOATING ROOFS

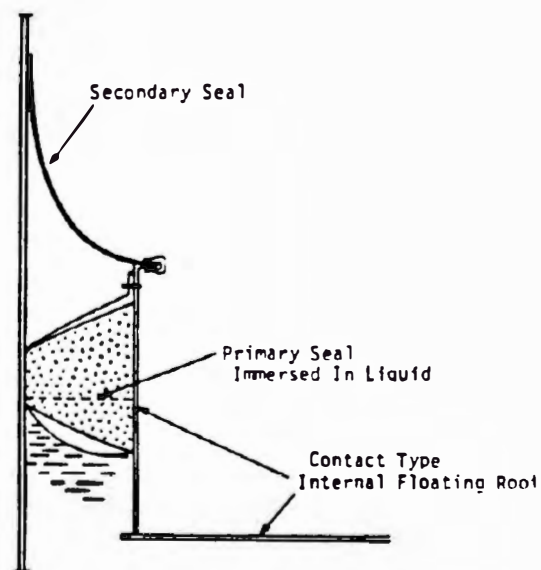


Fig 2.64

RIM MOUNTING OF A SECONDARY SEAL ON A INTERNAL FLOATING ROOF

CAPITULO III
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EN TANQUES
DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

PRINCIPALES LINEAMIENTOS A CONSIDERAR EN TODO ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.

i) INTRODUCCION

La industria refinera del petróleo convierte el petróleo crudo en más de 2,500 productos refinados, incluyendo el gas licuado de petróleo, gasolina, kerosene, combustible de aviación, diesel, fuel oils, lubricantes, y productos para la industria petroquímica. Las actividades de la industria refinera empiezan con la recepción del petróleo crudo para su almacenamiento en la refinería, incluyendo todas las operaciones de manejo y refinación del petróleo crudo, y estas terminan con el almacenamiento preparatorio para el embarque de los productos refinados.

Para lograr este fin, la industria refinera del petróleo emplea una variedad de procesos. El arreglo de estos procesos variará entre las refinerías. Estos procesos tienen fuentes de emisión directa, fugas y derrames que originan problemas de contaminación ambiental. A continuación se tienen 5 categorías de procesos de refinería en general y operaciones asociadas:

1. Procesos de Separación

- a. Destilación Atmosférica
- b. Destilación al Vacío
- c. Recuperación de Productos Ligeros Finales (Procesamiento del gas)

2. Procesos de Conversión

- a. Craqueo (Térmico y Catalítico)
- b. Reformación
- c. Aquilación
- d. Polimerización
- e. Isomerización
- f. Coking
- g. Visbreaking

3. Procesos de Tratamiento

- a. Hidrodesulfurización
- b. Hidrotratamiento
- c. Endulzamiento Químico
- d. Remoción del gas ácido
- e. Deasphalting

4. Manejo de cargas y productos

- a. Almacenamiento (Storage)
- b. Mezcla (Blending)
- c. Carga (Loading)
- d. Descarga (Unloading)

5. Establecimientos Auxiliares (Auxiliary facilities)

- a. Calderos (Boilers)
- b. Tratamiento al Agua residual
- c. Producción de Hidrógeno
- d. Plantas de Recuperación de Azufre
- e. Torres de Enfriamiento
- f. Sistemas de Blowdown
- g. Compresores

De todos estos procesos, a continuación definiremos los principales lineamientos que todo estudio de impacto ambiental debe seguir enfocándonos en los procesos de manejo de cargas y productos en refinería, poniendo especial énfasis durante el almacenamiento en los tanques de locación, sus características, métodos de prevención y consecuencias del impacto.

Todas las refinerías tienen un área de almacenamiento de cargas y productos, denominado "tank farm", el cual provee capacidad de almacenaje instantáneo para asegurar las operaciones de refinería uniformes e interrumpidas. La capacidad de almacenamiento en tanques individuales varían desde 160 m³ hasta más de 79,500 m³ (1,000 a 500,000 bbl).

Asimismo, existen una gran cantidad de emisiones, fugas y contingencias provocadas durante las operaciones de transferencia que eventualmente atentan contra el impacto ambiental. Aunque la mayoría de cargas y productos de refinería son transportados por tuberías, algunos son transportados por camiones, vagones, y recipientes marítimos. Estos son transferidos al área de refinería (tank farm) por estos vehículos de transporte y desde allí conducidos hacia su lugar de almacenaje o producción por bombas especializadas y sistemas de tuberías.

Además, el gas que se quema es gas desperdiciado y en verdad perdido. La conservación del vapor es esencialmente un ejercicio de prevención de pérdidas.

En el Perú, todos los proyectos de hidrocarburos requieren la aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental que debe incluir estudios de base.

Se dará preferencia a los proyectos que utilicen el mayor recurso de hidrocarburos que sea posible, que conserve y que venda gas, y que minimize el impacto ambiental.

El mejor método para conservar vapor es retener la mayor cantidad posible del hidrocarburo en solución, durante las etapas de procesamiento y almacenamiento.

ii) LEGISLACION Y NORMATIVIDAD

Todo estudio de impacto ambiental debe fundamentarse sobre la base de la legislación actual y normatividad. Entre estos, podemos citar los siguientes:

- Constitución Política del Perú
- Código del Medio Ambiente
- Decreto Legislativo 757 – Ley Marco para el Crecimiento del Sector Privado
- Código Penal
- Ley de Aguas Decreto ley N° 17752
- Decreto Supremo N° 056-97-PCM – Revisión de EIAs y PAMAs – INRENA
- Ley de Evaluación de impacto Ambiental para Obras y Actividades (Ley 26786)
- Ley del Concejo Nacional del Ambiente, CONAM, Ley N° 26410 (Dic. 1994)
- Ley General de Salud, Ley N° 26854 (Jul. 1997)
- Ley sobre Administración de las Areas Verdes de Uso Público Ley N° 26664 (Set. 1996)
- Ley forestal y de Fauna Silvestre Ley N° 21147
- Normatividad Específica de cada Sector (Electricidad, Minería, Transportes, etc.)

iii) DIAGNOSTICO AMBIENTAL O ESTUDIO DE LINEA BASE

Tanques de Almacenamiento

CARACTERISTICAS DEL PROYECTO

Ubicación.- La estrategia de manejo más efectiva para minimizar los impactos ambientales de cualquier operación industrial consiste en establecer adecuadamente su ubicación y el diseño de sus instalaciones antes de su construcción, de este modo asegurar que los riesgos para el medio ambiente sean mínimos. Por lo tanto, las instalaciones no deberán estar ubicadas en áreas altamente susceptibles, especialmente en el caso de tanques enterrados. Las áreas que deben evitarse incluyen: áreas próximas a lagos, ríos u otras aguas superficiales; áreas susceptibles a inundaciones; áreas con altos niveles freáticos; áreas críticas para la vida silvestre o vegetación común.

Objetivos.- Los objetivos de todo proyecto no sólo se fundamentan en la reducción de los riesgos del impacto ambiental propiamente dicho y en el buen sentido de conservación del vapor, reducción de emisiones, fugas o derrames, sino que además estos deben estar justificados en menor escala en algún factor de ahorro económico o de facilidad de trabajo (operación).

Descripción como Infraestructura y Actividad.- Los lugares no sólo deben ser seleccionados por su potencial comercial, sino que además es importante asegurar que su ubicación no corresponda a una zona extremadamente sensible, o un área susceptible a impactos.

DETERMINACION DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Las consecuencias de la contaminación ambiental se extienden a los siguientes sectores:

Ecología.- Especies y poblaciones terrestres y acuáticas.

Ecosistema.- Habitantes y comunidades.

Contaminación atmosférica, contaminación del agua, contaminación del suelo.

Aspectos estéticos.- Suelo (material geológico superficial), agua (Presencia de agua, materiales flotantes, etc.), composición (Efectos y elementos singulares).

Aspectos de interés humano.- Estilo de vida, valores educacionales, históricos.

Los tanques de almacenamiento provocan los siguientes impactos:

Contaminación ambiental.- Emisiones gaseosas fugitivas. Pérdidas de vapor durante las operaciones de carga y descarga (transferencias). Pérdidas de vapor ocasionados por camiones tanque y vagones cisternas.

Contaminación del suelo.- Derrames y fugas de tanques y vehículos de transporte terrestre y marítimo. Formación de desechos y borras.

Contaminación del agua.- Contaminación de la capa freática.

ANALISIS AMBIENTAL DE LA ZONA DEL PROYECTO

Medio Físico

A) Climatología

Precipitación.- Incendios frecuentes sobre el área de tancaje de combustibles, así como las emisiones de SO_x y otros gases tóxicos provocarían eventualmente precipitaciones (lluvia ácida).

Temperatura.- Las emisiones de gases provocan la destrucción de la capa de ozono. De estos, el CO₂ bloquea la radiación de calor de la tierra al espacio, elevando la temperatura global en fracciones de grado al año.

Humedad Relativa.- El incremento de temperatura ocasiona trastornos en el clima y como consecuencia en la humedad relativa.

Evaporación.- Provocada durante las operaciones de carga y descarga (working losses) y pérdidas por respiración (breathing losses).

Viento.- El viento tiene su efecto en el cambio de curso de los gases tóxicos emitidos.

Radiación Solar.- Tiene efectos sensibles para el incremento y descenso de la temperatura en los tanques de almacenamiento, aumentando o reduciendo las emisiones.

- B) Hidrología.- Contaminación de los mares, ríos o lagos por derrames de combustible.
- C) Transporte de Sedimentos.- Los desechos de los tanques de borra y slop de refinería transportan sedimentos al agua que va a ser tratada en las pozas de separación API, así como la formación de emulsiones agua-aceite.
- D) Hidrogeología.- Contaminación de las aguas (capa freática).
- E) Geología.- Contaminación del globo terrestre.
- F) Suelos.-Fugas provocadas en los tanques de almacenamiento. Tanques de almacenamiento sin protección y sensibles a la corrosión. Contaminación del subsuelo disminuyendo la productividad de los suelos circundantes hasta el grado en que sean incapaces de soportar el crecimiento de cualquier planta.
- G) Calidad del Aire.- La contaminación del aire tiene efectos nocivos para la respiración y la vida.

Medio Biológico

- A) Flora
- B) Fauna
- C) Paisaje

Medio Socioeconómico Cultural

- A) Demografía
- B) Factores Socioculturales
- C) Aspectos Económicos
- D) Usos del Territorio
- E) Medio Institucional y Cultural

EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL

Tipos de Impacto:

- A) Según el medio afectado: Físico, Biológico y Socioeconómico
- B) Según efectos sobre el medio: Positivo, Negativo
- C) Según la intensidad: Compatible, Severo, Moderado

Principales Actividades Contaminantes:

- A) Procesos Generadores de Residuos
- B) Actividades Contaminadoras del Aire
- C) Contaminación Hídrica
- D) Contaminación del Suelo
- E) Emisiones, vertimiento, residuos sólidos, ruidos, vibraciones y olores

Métodos y Modelos para la Determinación de Impactos:

Método AD-HOC

Lista de chequeo (Check list)

Matrices de Interacción: Causa-Efecto

Redes de Integración de Diagramas de Sistema

Sistemas cartográficos

Modelización y Análisis de Sistemas

Indicadores Individuales

Métodos Numéricos

Métodos Cuantitativos

Métodos y Modelos para la Determinación de la Naturaleza de los Peligros:

Técnica de Análisis “What if” (“Que sucedería si”)

Técnica de Análisis “Checklist” (Lista de revisión)

Técnica de Análisis del “Árbol de Fallas”

Técnica de Análisis del “Modo de Fallas y Efectos”

Técnica de Análisis de “Prueba de Riesgo Mayor”

Técnica de Análisis de Peligro y Operabilidad del Proceso “HAZOP”

v) PLAN DE GESTION AMBIENTAL

- Programa de Acción Preventiva y Correctiva

- Pre - inversión
- Inversión

- Programa de Monitoreo Ambiental

- Medios a Monitorear
- Frecuencia de monitoreo
- Evaluación

- Plan de Contingencia

Las empresas involucradas en la distribución de productos de petróleo, empresas privadas y públicas vinculadas a la producción y almacenamiento de hidrocarburos, deberán asegurar que los impactos ambientales causados por sus instalaciones sean lo mínimo posible. Deberán existir controles y sistemas internos a nivel corporativo (Administración corporativa) para promover la operación diaria apropiada de las instalaciones de distribución del petróleo.

- Plan de Cierre y/o Abandono

- Programa de Inversiones

Ejemplo de Aplicación:

Checklist para la Determinación de la Naturaleza de los Peligros

TALLER PRACTICO

Checklist sobre

COMO APROVECHAR AL MAXIMO LA APERTURA DEL TANQUE

- PAUTAS A SEGUIR PARA REALIZAR UNA CORRECTA COORDINACION DE LAS DISTINTAS OPERACIONES
- DE QUE FORMA SE PUEDE MINIMIZAR EL TIEMPO EN EL QUE EL TANQUE ESTA FUERA DE SERVICIO
- ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS PARA EVALUAR EL ESTADO DE LOS TANQUES

Tema: ¿Como Aprovechar al Máximo la Apertura del Tanque?

Lista de verificación de las operaciones para sacar fuera de servicio un tanque

- ¿Cuáles son las precauciones a tomar para la protección del personal en conformidad con las hojas de seguridad de los productos contenidos dentro del tanque?
- ¿Se requiere de una válvula de alivio (PRV) para la protección contra fuego?
- ¿Se requiere de drenajes y coladores para la correcta disposición del producto que va a ser retirado del tanque?
- ¿Se requiere del uso de bombas ú otros equipos para realizar la operación de retiro y drenaje del producto?
- ¿Se requiere agua y otros equipos de seguridad para la limpieza interior y exterior del tanque?
- ¿Se necesitan estudios especiales para expansión térmica, quebramientos, etc.?

Análisis de los Impactos – Preguntas y Criterios

Estudio para la determinación de los impactos al medio ambiente provocados por el funcionamiento de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos en las refinerías y plantas petroquímicas.

Preguntas y Criterios para la Identificación de Impactos:

Criterio	Preguntas
Integridad	¿El método se aplica a un rango completo de impactos ?
Especialidad	¿Se identifican parámetros ambientales específicos?
Impactos aislados del proyecto	¿Sugiere formas de identificar impactos del proyecto?
Aparición y duración	¿Sugiere impactos de la etapa de construcción contra impactos de la etapa de operación?
Fuentes de Datos	¿Requiere identificación de las fuentes de datos?

Preguntas de Criterio para la Medición de Impactos:

Criterio	Preguntas
Identificadores Explicitos	¿El método sugiere indicadores específicos medibles para la valoración de impactos?
Magnitud	¿Requiere determinación de la magnitud de los impactos?
Objetividad	¿Enfatiza en la medición objetiva más que en la subjetiva?

Preguntas de Criterio para la Interpretación de Impactos:

Criterio	Preguntas
Trascendencia	¿El método requiere evaluación de la trascendencia en una escala local, regional y nacional?
Criterios explicitos	¿Requiere que se establezcan los criterios y suposiciones en la determinación de la trascendencia?
Incertidumbre	¿Denota la incertidumbre o el grado de confiabilidad de las proyecciones de los impactos?
Riesgo	¿Enfoca impactos de baja probabilidad de ocurrencia pero alto potencial de daños?
Comparación de alternativas	¿Proporciona medios para comparar alternativas?
Agregación	¿Proporciona medios para la agregación de información en la medición e interpretación de impactos?
Participación del público	¿Proporciona medios para incorporar la opinión pública en la interpretación de la independencia?

Preguntas de Criterio para la Evaluación de Impactos:

Criterio	Preguntas
Partes afectadas	¿El método relaciona los impactos con los grupos humanos afectados?
Descripción del escenario	¿Requiere la descripción del escenario ambiental?
Formato de sumario	¿Contiene un formato de sumario?
Aspecto clave	¿Sugiere alguna forma de resaltar impactos clave?

Preguntas de Criterio para la Comunicación de Impactos:

Criterio	Preguntas
Datos	¿El método usa datos comunes o requiere estudios especiales?
Mano de Obra	¿Requiere habilidad especial?
Tiempo	¿Cuánto tiempo se necesita para aprender el método?
Costos	¿Cuáles son los costos de aplicación?
Tecnología	¿Requiere tecnología especial?
Replicabilidad	
Ambigüedad	¿El método es ambiguo?
Influencia del analista	¿Hasta que grado se obtendrán diferentes resultados dependiendo del analista?
Flexibilidad	
Escala de flexibilidad	¿Se aplica a proyectos de diferente tamaño o escala?
Rango	¿Se aplica a proyectos de diferente tipo?
Adaptabilidad	¿Puede aplicarse a diferentes escenarios ambientales básicos?

vi) DOCUMENTACION REQUERIDA POR OSINERG

Adicional al estudio de impacto ambiental que debe realizarse en la zona o región específica donde se va a realizar una instalación de tancaje o batería de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos que afecten a la ecología, al ambiente y al modo de vida de las poblaciones rurales; deberán estar acompañados con el expediente técnico requerido por la dependencia fiscalizadora: OSINERG. Los requisitos solicitados por OSINERG son los siguientes:

1. DOCUMENTACION REQUERIDA POR OSINERG PARA LA CONSTRUCCION O MODIFICACION DE TANQUES

a. Para Informe Técnico Favorable de Instalación

- ◆ Memoria descriptiva.
- ◆ Normas y reglamentos aplicables al diseño.
- ◆ Clasificación de áreas de riesgo.
- ◆ Estudios de suelos.
- ◆ Cimentación.
- ◆ Especificaciones de diseño de tanques.
- ◆ Especificaciones generales de materiales, equipos e instalaciones: Tanques, tuberías, bombas, área estanca, sistema de drenaje, accesorios, etc.
- ◆ Especificaciones de sistemas contraincendio y de enfriamiento.

- ◆ Especificaciones eléctricas.
- ◆ Especificaciones de control de corrosión.
- ◆ Planos topográficos.
- ◆ Planos de situación y ubicación: Layout.
- ◆ Planos de distribución.
- ◆ Planos de obras civiles.
- ◆ Planos de elevación.
- ◆ Planos generales de sistemas contra incendio y de enfriamiento.
- ◆ Cronograma de construcción.
- ◆ Plan de contingencia para la construcción.
- ◆ Estudio de Impacto Ambiental.
- ◆ Estudio de Riesgos
- ◆ Otros.

b. Para Informe Técnico Favorable de Uso y Funcionamiento

- ◆ Manual de Construcción.
- ◆ Especificaciones técnicas mecánicas, eléctricas, instrumentación.
- ◆ Especificaciones de construcción (obras civiles: Excavación, cimentación, etc., obras mecánicas: Soldadura, montaje, etc.).
- ◆ Planos de estructuras.
- ◆ Planos de accesorios.
- ◆ Planos de tuberías e instrumentos.
- ◆ Planos de instalaciones eléctricas.
- ◆ Planos de detalle de sistema contra incendio y de enfriamiento.
- ◆ Planos de construcción.
- ◆ Códigos y estándares de construcción.
- ◆ Control de calidad de materiales y equipos.
- ◆ Inspecciones y pruebas.
- ◆ Plan de contingencia para el uso y funcionamiento.
- ◆ Tablas de Cubicación.

c. Estudio de Riesgos

Objetivos

- Identificar el potencial final de un evento inaceptable.
- Estudiar las consecuencias del evento.
- Identificar las etapas de inicio y propagación que conducen al evento.
- Reducir la probabilidad del inicio o propagación del evento.
- Reducir sus consecuencias, si ocurre.

2. FACTORES PRINCIPALES FISCALIZADOS

a. LAYOUT

(Art. 26 D.S. 051 – Refinerías y Plantas de Procesamiento) / (Arts. 25 a 30 del D.S. 052 – Otras actividades de hidrocarburos).

i. Disposición

Es la posición relativa de equipos o unidades dentro de una locación dada.

ii. Espaciamiento

Son las distancias mínimas entre unidades o equipos

La experiencia ha demostrado que el fuego y las explosiones en áreas congestionadas de Plantas de Procesos han resultado en grandes pérdidas humanas y materiales. Donde hay riesgo de fuego o explosión se debe considerar y una adecuada disposición y espaciamiento de unidades y equipos.

iii. Factores de riesgo

- Operaciones de alto riesgo.
- Operaciones agrupadas.
- Operaciones críticas.
- Concentración de propiedades.
- Tiempo de reemplazo e instalación de equipos.
- Interdependencia de facilidades.
- Exposición de incendio y explosión.
- Accesibilidad de mantenimiento y emergencia.
- Drenaje y pendiente.
- Riesgos naturales y clima.
- Expansiones futuras.
- Exposiciones externas.

b. TIPOS DE TECHO (Art. 18 D.S. 052-93-EM)

- **Techo Flotante** – Elimina el espacio para los vapores.

Cubierta simple con pontones.

Cubierta doble con pontones.

Techos flotantes internos

Usos (Líquidos de Clase I):

Líquidos con PVR > 4 psia.

Líquidos almacenados a temperaturas cercanas a su punto Flash.

Tanques con diámetro > 45 m. para líquidos con bajo punto Flash. (Rate de bombeo de espuma a superficie de líquido no es suficientemente rápido para ser efectivo en tanques > 45 m de diámetro).

Líquidos con alto PVR sensitivos a degradación por oxígeno.

- **Techo Fijo** - Opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos.

Usos: Líquidos de Clase II y III.

c. SISTEMAS DE VENTILACION

Regula las presiones y subpresiones internas evitando variación de presión que distorsiona el techo o el casco.

Venteeo normal

Art.37 D.S. 052: Todo tanque requiere un sistema de ventilación:

- ◆ Ventilaciones libres o válvulas de presión y vacío de acuerdo al API 2000.
 - En campos de producción de petróleo tanques menores de 3,000 Bls, con ventilación libre.
 - Tanques Clase 1A con válvulas presión vacío.
 - Tanques Clase 1B y 1C con matachispa.

Venteeo de emergencia

Art. 38 D.S. 052: Todo tanque deberá tener algún elemento constructivo o accesorio que alivie la excesiva presión interna debido a aumentos de temperatura por exposición al fuego:

- ◆ En tanques verticales, techo o sábana flotante o unión débil entre techo y cilindro.
- ◆ Capacidad de venteeo según NFPA 30.
(Falla en sistema de ventilación de emergencia puede causar la explosión violenta del tanque o su desplazamiento a gran distancia).

d. PREVENCIÓN DE DERRAMES (Art. 36 D.S. 052-93-EM)

- Dispositivos de medición del tanque.
- Procedimientos de control de nivel.
- Dispositivos de detección de alto nivel. (Alarma)
- Dispositivos de detección con acción de cierre de válvulas.

e. CONTROL DE DERRAMES (Art. 39 D.S. 052-93-EM)

- Muros de contención o sistemas de encauzamiento.
- Capacidad de área estanca mayor del 110%.
- Muro y suelo de área estanca impermeable.
- Pie de dique a lindero no menor de 5 m.
- Altura de dique entre 0.60 y 1.8 m.
- Distancia entre pared del tanque y borde del muro, como mínimo la altura del tanque.
- Área estanca provista de cunetas y sumideros interiores.

↳ IMPERMEABILIZACIÓN DE ÁREAS ESTANCAS

Medios de impermeabilización

- Geosintéticos
- Concreto
- Arcillas

f. SISTEMAS DE TUBERÍAS Y BOMBAS

☞ Tuberías

Los sistemas de tuberías son susceptibles de fugas o derrames de hidrocarburos. Estos sistemas deben ser capaces de soportar el calor de un incendio durante un tiempo razonable mientras se activan los procedimientos y sistemas de control.

Falla de tuberías, válvulas y conexiones durante un incendio pueden convertir un riesgo moderado en una emergencia grave.

◆ **Verificaciones importantes**

- Presión de trabajo.
- Tensión estructural.
- Materiales.
- Uniones.

- Válvulas.
- Soportes.
- Protección contra corrosión.
- Pruebas.
- Identificación.

☞ **Bombas**

Los principales riesgos en equipos de bombeo de hidrocarburos se originan en la propia bomba cuya cantidad de líquidos inflamables o combustibles no es grande. Por consiguiente, los principales medios de control de riesgos son sistemas de bloqueo y detección de fugas o incendio. En estaciones remotas los sistemas de detección son importantes por la ausencia de personal operativo.

g. SISTEMAS CONTRA INCENDIO (Art. 89 D.S. 052-93-EM)

Sistemas generales de prevención y extinción de incendios en las Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, podrán ser fijos, móviles, portátiles o en combinación de acuerdo al Estudio de Riesgos.

➤ **Sistema de Espuma Contra incendio.**

Consiste de equipos fijos o semifijos, que incluye un adecuado suministro de concentración de espuma para proteger todas las áreas donde se almacena y manipula líquidos inflamables o combustibles.

El concentrado de espuma debe ser compatible con el líquido a ser protegido (polar o no polar).

El equipo de aplicación y la cantidad almacenada de concentrado de espuma debe ser la adecuada para extinguir un incendio que involucre el tanque de mayor capacidad.

El diseño del sistema debe estar de acuerdo al NFPA-11

➤ **Sistema de Enfriamiento**

Consiste en la instalación de sistemas fijos water spray en todos los tanques de almacenaje a presión, horizontales o verticales.

Sistemas water spray o sistemas deluge deben instalarse en todas las esferas.

Los tanques expuestos por emergencias en otros tanques deben contar con sistemas water spray para proteger las áreas expuestas.

Los tanques de petróleo de gran capacidad deben contar con sistema de enfriamiento water spray.

h. INSPECCION Y MANTENIMIENTO (Art. 35 D.S. 052-93-EM)

Todos los tanques, sean fabricados en taller o en campo, deberán ser probados antes de que sean puestos en servicio, según las partes aplicables de la norma con la que fueron fabricados:

- Todos los tanques, atmosféricos, tanques refrigerados o de baja presión, a la terminación del fondo, se hará una prueba de fugas por medio de una caja de vacío u otro medio.
- Terminada la construcción, se hará el alivio de esfuerzos, exámenes radiográficos y otras operaciones similares.
- Todos los tanques se someterán a pruebas neumáticas e hidrostáticas para comprobar la estanqueidad y seguridad del cilindro. Se comprobará también la estanqueidad de las soldaduras y de todos los accesorios del techo.
- Se verificará que las válvulas de presión y vacío operen a las presiones deseadas.
- En los tanques y recipientes a presión, después de las inspecciones, los equipos serán probados hidrostáticamente en su posición de operación, según las normas del ASME.

RECOMENDACIONES:

1. Priorizar la capacitación de Funcionarios, Supervisores y personal propio y contratado que realiza actividades de almacenamiento de hidrocarburos, en el conocimiento de los Reglamentos y Normas correspondientes.
2. Realizar periódicamente, “Estudios de Riesgo” de los diseños y aspectos operativos de la actividad de almacenamiento de hidrocarburos.
3. Incluir en los Reglamentos de Seguridad las normas que refuercen la responsabilidad de la Supervisión en la ejecución de actividades.
4. Formar Comités Técnicos permanentes para cada uno de los Reglamentos de las Actividades de Hidrocarburos.

CAPITULO IV

PROBLEMAS MAS FRECUENTES EN TANQUES DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

i) INTRODUCCION

La prevención puede ser la mejor herramienta para reducir las pérdidas económicas y mitigar las responsabilidades ambientales. Típicamente las refinerías pierden desde el 0.8 % al 1.2 % del total de la carga puesta en el proceso (total throughput) como pérdida de hidrocarburos (HC loss). Estas pérdidas se remontan no sólo a aquellas ocasionadas en tanques de almacenamiento sino a toda la refinería o planta petroquímica como proceso global. Estas pérdidas varían grandemente entre las plantas petroquímicas dependiendo de sus productos de programación (productos de lista). Sin embargo, las pérdidas de hidrocarburos pueden ser substancialmente reducidas por tomar las acciones preventivas, las cuales varían desde condiciones operativas de monitoreo hasta la implementación de grandes proyectos de capital de costo - efectivo justificados. En muchas refinerías y plantas petroquímicas, los programas de reducción de pérdidas han sido muy exitosos.

ii) FACTORES QUE ORIGINAN PERDIDAS DE HIDROCARBUROS EN PLANTAS

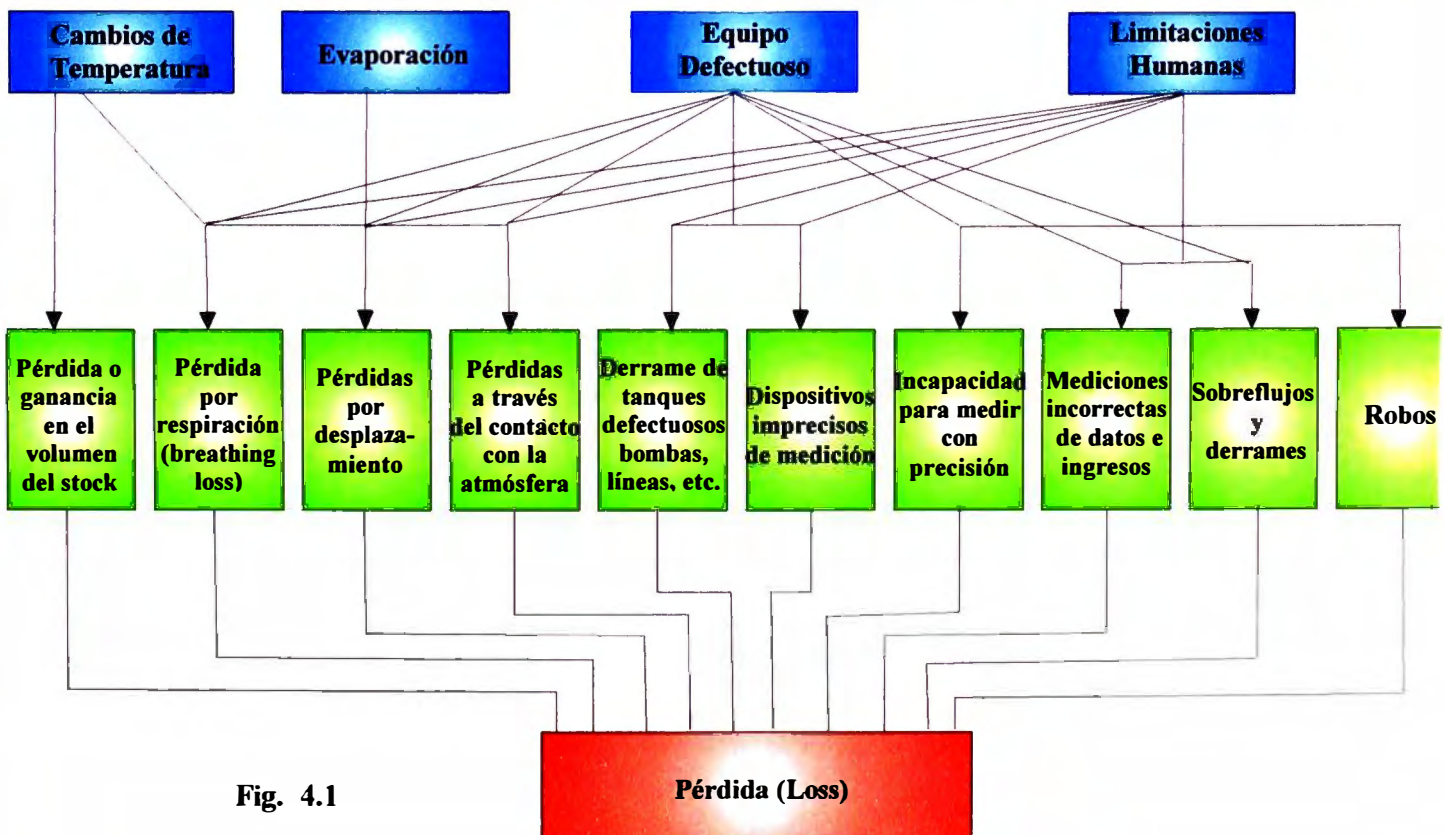


Fig. 4.1

Causas Principales que Originan Grandes Pérdidas en Plantas

Controlar las emisiones permite reducir los problemas ambientales, pero también mejorar la condición de Economía / Rentabilidad de las instalaciones. Asimismo, permiten tener una mejor visión del destino por donde los materiales y subproductos están saliendo del proceso, promoviendo facilidades que permitan dividir complejos procesos en secciones más pequeñas y completar los balances de masa. Muchas pérdidas de materiales de la unidad pueden ser atribuidas a pobres métodos de medición y de contabilidad, fugas de equipos, derrames, etc.

Areas de Mayor Pérdida de Hidrocarburos

Medición y cuantificación de las materias primas y productos intermedios y finales.

Impurezas en las cargas.

Pérdidas por trabajo en el stock (Work in Process).

Repartición de residuos.

Repartición de las corrientes de purga.

Corrientes efluentes de equipos individuales / límite de batería / complejo entero.

Venteos incluyendo fugas por válvulas de seguridad.

Drenajes, sobreflujos y fugas de equipos.

Pérdidas debido a las perturbaciones en la planta, arranques y paradas.

Condiciones climáticas tales como altas temperaturas en el verano y efectos de lavado en la estación de lluvia.

Efectos de la variación del movimiento de productos (throughputs) de la planta.

Pérdidas por almacenamiento.

Areas de Pérdidas - Visibles e Invisibles

Venteos a través de recipientes (vessels) y sobreflujos.

Fugas a través de válvulas (passing valves).

Fugas a través de discos de ruptura (passing rupture disks) y válvulas de seguridad.

Roturas de juntas / pin-holes.

Rotura de válvulas.

Rotura de bombas / sellos mecánicos.

Roturas en agitadores / sellos mecánicos.

Fugas a través de trabajos menores en tuberías.

Pérdidas resultantes del venteo (air-lock venting).

Derrames de muestras.

Mantenimiento de los drenajes.

Lavado de los equipos.

Limpieza de filtros / coladores

Pérdidas resultantes de la medición, muestreo y limpieza de los tanques de almacenamiento.

Goteos menores, fugas y derrames durante las operaciones de carga.

Sobrellenado de los tanques de almacenamiento y fugas.

Derrames de los brazos de carga por cierre incompleto de las válvulas (shut off).

Derrames de los brazos de carga a través de los sellos.

Igualmente importante, las emisiones y las pérdidas de hidrocarburos de los tanques y otros equipos de almacenamiento pueden contabilizarse por encima de un 30% de las pérdidas de hidrocarburos totales para un proceso complejo. Estas pérdidas son manejadas como “offsite losses” y requieren de un enfoque diferente al comparado con las pérdidas mínimas de hidrocarburos de las unidades de proceso.

Las pérdidas por almacenamiento ocurren de formas diferentes; las principales causas son:

- Almacenamiento (Standing storage loss)
- Viento (Windage)
- Respiración (Breathing)
- Desplazamiento (Displacement)
- Evaporación (Evaporation)
- Pérdidas de humedad (Wetting losses)

Los factores que afectan las pérdidas del almacenamiento son:

- Presión de vapor
- Condiciones climáticas
- Relación líquida - Ullage (lo que falta para estar lleno)
- Diámetro del tanque y altura
- Rango de venteo: Presión - Vacío (PV)
- Variación de la temperatura
- Tiempo de almacenamiento
- Carga y descarga

Las pérdidas substanciales pueden ser reducidas por tomar medidas triviales. Por ejemplo, es una mala práctica el abrir una compuerta de medición por más de varios minutos para la medición manual, muestreando o midiendo la temperatura

Entre las pérdidas inherentes ocasionadas por las condiciones de mantenimiento y diseño de los tanques, tenemos pérdidas por almacenaje duradero (**Standing Storage Loss**).

Esta pérdida puede ser causada por malas juntas y sellos de los tanques, penetración de membranas flexibles, escape de vapor de las válvulas abiertas, compuertas, juntas u otras aberturas, absorción de los productos dentro de los sellos del líquido.

Las pérdidas por respiración (breathing losses), originados por el ciclo de temperatura diaria, en un tanque de techo fijo, no puede ser cuantificado por sí mismo debido a la expansión y a la contracción de la mezcla aire / vapor. Sin embargo, es posible hacer una aproximación de las pérdidas por respiración (breathing losses). Un tanque operado como un tanque de almacenamiento (no temporal o tanque de almacenamiento de emergencia) perdería aproximadamente 15 % de las breathing losses como pérdidas por standing storage.

4.1) PERDIDAS POR EVAPORACION

El tanque de techo fijo es el estándar mínimo aceptado para el almacenamiento del petróleo crudo. Los tanques modernos se sueldan y se diseñan para no permitir fugas de líquido ni gas. Los tanques más antiguos, especialmente aquellos de tipo remachados o con pernos, son de cuestionable hermeticidad.

La pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento de la locación pueden ser altas, si el crudo se encuentra a una temperatura cercana al punto de burbuja y se manipula (se llena / vacía) con frecuencia el tanque. Además, durante el almacenamiento, el crudo pasa por un ciclo diario de calentamiento y enfriamiento debido a la radiación solar. Esto produce lo que normalmente se conoce como “pérdida por evaporación”. Durante la parte caliente del día y primeras horas de la noche, la temperatura del tanque de almacenamiento aumenta y los vapores escapan. En la noche, el crudo se enfría y la presión del espacio del vapor disminuye debido a la condensación. En tanques que operan a una presión de 2 ½ psig (118 Kpa presión absoluta) o más alta, hay muy poca o ninguna pérdida por respiración.

El tanque también sufre “pérdidas por trabajo”. Estas pérdidas se asocian con un cambio de nivel del líquido en el tanque, que puede incluir el desplazamiento de vapor por el aumento de nivel del líquido y la vaporización brusca debido a un rápido vaciado del tanque. La vaporización se hace más lenta después de la expansión del espacio de vapor durante el vaciado, cayendo la presión parcial. El aire ingresa para mantener la presión atmosférica. Cuando la vaporización en el aire recién ingresado alcanza el equilibrio, el volumen de vapor excede la capacidad del espacio de vapor y ocasiona la emisión. Otras pérdidas pueden ocurrir por las aberturas. Un respiradero abierto da por resultado una pérdida alta, cuando los vientos causan cambios de presión en los tanques. Cualquier agujero en el techo, diafragma, sello o accesorio de un tanque también puede generar pérdidas.

Cierta cantidad de pérdida es inherente a los métodos de medición y muestreo manuales que requieren abrir un tanque a la atmósfera. Estas pérdidas pueden minimizarse a través del uso de un equipo de medición automático, puntos de medición de doble cierre y un sistema de termómetros y válvulas de muestreo en el armazón del tanque. No es una buena práctica abrir una escotilla de medición por más de unos minutos para medir o muestrear.

Entre los accesorios que ayudan a reducir la evaporación de los tanques de la locación se encuentran:

1. Un tipo de línea de llenado con ranuras diagonales para minimizar la caída libre y las salpicaduras. La velocidad máxima del fluido en las líneas descendientes deberá ser de 0.25 pies/seg (0.076 m/seg).
2. Una válvula de cierre automático en cualquier línea de igualación que se cierre cuando se abre la escotilla de medición.
3. Una escotilla tipo ladrón de presión-vacío y una válvula del mismo tipo para la línea de venteo.

Principales Factores que Ocasionan las Pérdidas por Respiración (Breathing Losses)

1. Expansión térmica de los vapores existentes
2. Expansión causada por cambios en la presión barométrica
3. Incremento de la cantidad de vapor de la vaporización agregada.

Estos factores son influenciados por el modo de operación, extensión de los cambios de temperatura diarios, tamaño del tanque, volumen del espacio de vapor y color de la pared del tanque.

Mayores Contribuciones a las Pérdidas de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos

Las mayores pérdidas de hidrocarburos se producen por las siguientes razones:

1. Mayor variación de temperatura.
2. Mayor presión de vapor (true vapor pressure).
3. Mayor velocidad del viento (wind velocity).
4. Menor altura y mayor diámetro del tanque para la misma capacidad comparable.

La evaporación en un tanque de gran altura y pequeño diámetro es menor que la de un tanque de pequeña altura y de gran diámetro de la misma capacidad dada y conteniendo la misma cantidad del líquido. Esto es debido a la diferencia en el área de la superficie total expuesta al sol, ya que la superficie del líquido es sometida a la evaporación. Este aspecto debe ser considerado durante la fase de diseño.

5. Mayor diámetro del tanque.

Por ejemplo, se dispone de la siguiente práctica estándar en relación altura - diámetro.

Para una gasolina con una TVP de 6 psia (true vapor pressure), sus pérdidas a una velocidad del viento de 10 millas/hr (promedio) para tanques de diámetro 60, 90 y 120 ft serán 90, 150 y 225 barriles / año respectivamente.

6. Menores niveles del tanque.

A mayor nivel del tanque, la mezcla aire / vapor es más rica en hidrocarburos que a menor nivel. Pero, a altos niveles del tanque, las pérdidas totales de hidrocarburos son mucho más bajas debido al más bajo espacio de aire expelido.

Principales Factores que Afectan las Pérdidas por Evaporación de Tanques de Almacenamiento

1. Método de construcción del tanque (soldado o remachado)
2. Distorsión del cilindro del tanque (tank shell)
- 3 Tipo de sello.
- 4 Presión de vapor (true vapor pressure) del producto almacenado
- 5 Diámetro del tanque
- 6 Temperatura del stock (bulk temperature)
- 7 Temperatura atmosférica
- 8 Velocidad del viento
- 9 Color de la pintura

Minimizar las Pérdidas por Evaporación - Medidas Correctivas

1. Establecer el rango correcto de la presión para venteos presión- vacío (PV)

En tanques de techo fijo ajustados con válvulas PV, la pérdidas por respiración (breathing loss) es tanto suprimida o pospuesta. La extensión de la supresión es determinada por el establecimiento de la válvula. Si la presión o vacío en el tanque excede el valor de seteo, el equilibrio será establecido por una corta emisión de aire / vapor o un ingreso de aire.

Las pérdidas por respiración (Breathing losses) son controlables a la extensión permitida por el diseño del tanque o condición actual. La cantidad de pérdida depende de la TVP (true vapor pressure) del producto almacenado y del movimiento total del producto (total throughput).

Información para el manejo de venteos PV en tanques de almacenamiento

- Establecer la presión de las válvulas presión - vacío que hacen una diferencia significativa en las pérdidas por respiración. Pero hay otras consideraciones mecánicas que desaproveban el cambiar el seteo inadvertidamente.
- La presión de vapor determina la presencia de hidrocarburos en la mezcla aire saturado - vapor en el espacio de vapor.
- La variación de temperatura causa expansión / contracción del vapor.

- Las válvulas PV son provistas para eliminar las pérdidas por viento; su seteo para el breathing por expansión / contracción en un cierto rango de temperatura.
- Un seteo de presión de +8 inches a -2 1/2 inches H₂O (g) evita la respiración dentro de una variación de 14°F.
- Cuando la mezcla aire vapor absorbe el calor solar, este se expande y a una presión arriba del valor de seteo de la PV, por ejemplo, a +8 inches H₂O (g), algo de este escapa a través del venteo PV.
- Cuando la mezcla aire / vapor se enfría en la noche o durante la lluvia, esta se contrae; por debajo del valor de seteo de la válvula PV, por ejemplo a -2 1/2 inches H₂O (g), el aire fresco ingresa al tanque a través del venteo de la PV.

2. Minimizar las pérdidas por evaporación.

El origen del principio de las pérdidas por evaporación en todos los tanques de techo flotante es en el espacio anular entre el techo y el cilindro del tanque. El aspecto más importante es reforzar la habilidad del sello (rim- seal) a rellenar este espacio y absorber todas las irregularidades en el cilindro del tanque dentro del rango de movimiento del techo.

3. Reducir las pérdidas durante el llenado (filling emissions)

En tanques de volumen fijo, las pérdidas durante el llenado (filling losses) ocurren por expulsión de un volumen de vapor saturado equivalente al volumen del líquido entrante. Las pérdidas actuales dependen de:

- Si el tanque es ajustado con una válvula presión / vacío y su seteo de presión.
- Régimen de bombeo.
- Turbulencia, chisporroteo, etc.

4. Mantener las pérdidas de trabajo bajas (Working loss)

Las pérdidas de trabajo son directamente proporcional a:

- La presión de vapor verdadera (True vapor pressure) y a la temperatura del líquido.
- El volumen del líquido bombeado dentro del tanque.
- El factor del turnover como una función del turnover anual, definida como: (throughput anual / capacidad del tanque)

5. Conocer las diferencias de volumen posibles

La probable diferencia de volumen de medición (Probable Measured Volume Difference - PMVD) mientras se llevan a cabo la transferencia de productos entre dos tanques depende de sus tamaños y es función de sus volúmenes específicos o diámetros.

Si un tanque de 18 m de diámetro está recibiendo de otro tanque idéntico de 18 m de diámetro, la PMVD será casi 2,000 litros. Si este mismo tanque está recibiendo de otro tanque de 36 m de diámetro, la PMVD será casi 6,000 litros. Si los tanques fueran ambos de 36 m de diámetro, la PMVD será tan alta como 8,000 litros.

6. Minimizar el llenado con salpicaduras (splash filling)

En el llenado con salpicaduras, además de los peligros de seguridad debido a la electricidad estática, existe una pérdida de petróleo adicional. Por ejemplo, para la gasolina, las pérdidas durante el llenado con salpicaduras pueden ser tan altas como de 2 a 6 veces el mismo llenado sobre la superficie (subsurface) dependiendo de la TVP.

7. Permitir que los errores sean conocidos

El conocimiento de los errores y sus implicancias mejora la contabilidad, establece prioridades y evita acciones redundantes. No siempre es posible cuantificar los errores exactamente. Sin embargo; siempre es posible hacer un esfuerzo y al menos asignar el rango del error. Por ejemplo:

- Los errores de calibración pueden ser los errores más serios que son reflejados en las transferencias de petróleo. Ningún tanque de almacenamiento o recipiente puede ser geoméricamente perfecto. Mientras mayor sea el almacenaje, mayor será el error de calibración. La calibración de un tanque puede substancialmente cambiar en un periodo de 10 años. Estos tanques deben ser periódicamente calibrados en concordancia con los requerimientos legales.
- Las mediciones por inmersión (dip measurements) son cruciales y son sujetas a errores debido a las limitaciones inherentes de la cinta de medición y a las provisiones hechas para tomar las mediciones. Estos errores pueden ser minimizados por:
 - Usar diferentes dip-points y promediar las lecturas.
 - Estandarizar los procedimientos para uniformidad.
 - Tomar medidas más frecuentes y meticulosamente o instalar un sistema de tele medición establecido.
- La medición de temperatura constituye una gran fuente de error. Mientras más alta es la temperatura del stock, mayor es el error obtenido. La temperatura observada / medida puede ser 0.5 °C a 3 °C más baja que la temperatura actual. Esto puede explicar la mayor parte del error total en la medición cuantitativa. Por lo tanto, resulta necesario tomar las precauciones adecuadas en la selección y en el uso de equipos de medición de temperatura. Usar termómetros electrónicos con data locking pueden ayudar a minimizar tales errores.
- En general, las temperaturas medidas son más bajas que la actual por casi 1 °C, aún si son tomadas por un hábil operador.

Esto es equivalente a un error volumétrico de casi 0.11 % para la gasolina, 0.08 % para el kerosene y el gas oil, y 0.07 % para los combustibles (fuel oils). Se recomienda, instalar equipos medidores de temperatura multi-puntos que permitan promediar las temperaturas de varias termocuplas de diferentes locaciones apropiadas. La temperatura promedio debe reducir tales errores.

- Como regla general, un error de 1 °C en la temperatura del stock es equivalente a un error de medición por inmersión (dip measurement) de cerca del 0.1 %. Para un tanque con un diámetro de 30 m conteniendo un inventario de hidrocarburo líquido de 9 m, este error cuantificará una diferencia de cerca de 6,000 litros.
- Un error de 0.005 in. en la determinación de la densidad causará un error de 0.7 % en el peso calculado de la gasolina, y cerca de 0.5 % para el fuel oil .
- Un error de casi 1 % en uno de los materiales claves de los productos hace una diferencia substancial en las pérdidas calculadas.
- Se espera que las pérdidas de tanques de techos flotantes sean bajas, errores mayores de ± 25 % en su estimación puede no hacer una diferencia significativa en el balance de pérdidas.
- En la mayoría de las circunstancias, es posible trabajar dentro del 0.1 % de ganancia para destilados ligeros y medios y 0.2 % de ganancia para residuos; con 0.2 % de pérdidas de ligeros; y dentro del 0.15 % de pérdidas para destilados medios y residuos.

4.2) ELEVADO CONTENIDO DE AGUA E IMPUREZAS

Aplicable a Tanques de Almacenamiento de Petróleos Crudos y Destilados Ligeros

La forma más práctica de eliminar el agua del crudo es a través de una adecuada sedimentación (tanques deshidratadores atmosféricos) debido a la diferencia de densidades que existen entre los dos componentes con un tiempo adecuado de reposo que dependerá del producto para la separación de las fases. Las características de estos tanques deshidratadores, que también pueden ser dimensionados para comportarse como tanques de almacenamiento, se basan en un análisis hidráulico considerando el gasto volumétrico, los tiempos de reposo y los diámetros de los difusores y vertederos.

También se cuentan con procesos de deshidratación los cuales operan en vasijas electrostáticas los cuales tienen como principio de operación la aplicación de un campo eléctrico a la mezcla agua – hidrocarburo para acelerar la separación de fases.

El tiempo de reposo es importante en los procesos de sedimentación y es un factor importante también en el tratamiento químico de las emulsiones, ya que tiene una influencia directa en la selección y en el diseño del equipo, para llevar a cabo un proceso de deshidratación del aceite crudo.

Este tiempo es mayor cuando se va a deshidratar crudos pesados y disminuye conforme se va incrementando la diferencia de gravedad específica del aceite crudo y del agua salina.

En la siguiente tabla, se muestran valores de gravedad específica y tiempos de reposo encontrados en la literatura, para la deshidratación de aceites en tanques deshidratadores.

Gravedad Específica del Aceite	Tiempo de Reposo	Temperatura de Tratamiento
12 a 16 °API	18 a 24 horas	49 a 60 °C
17 a 24 °API	16 a 20 horas	27 a 43 °C
25 a 45 °API	04 a 18 horas	20 a 45 °C

4.3) CORROSION: MONITOREO CON PROTECCION CATODICA Y CORRIENTE IMPRESA

Corrosión:

La corrosión está definida como la destrucción del acero regresando a su estado inicial (combinado) de óxido. El acero y otros minerales desarrollados por el hombre son producidos tomando los minerales (óxidos) de las minas, que luego son quemados en grandes hornos gastando grandes cantidades de energía. Esto produce un metal muy inestable que no puede almacenar la energía en el acero, y que al exponerse a la atmósfera, especialmente a la humedad (agua) y oxígeno regresa a su estado natural (óxido). La protección del acero en contra de la corrosión involucra métodos para hacer más lentos o detener esta liberación de energía.

Existen 4 condiciones para que la corrosión se haga presente, estas son:

- Polo positivo (Cátodo)
- Polo negativo (Anodo)
- Conductor eléctrico
- Conductor iónico (Electrolito)

Los términos “Anodo” y “Cátodo” son usados para indicar que los materiales tienen diferente potencial eléctrico. El “Conductor Eléctrico” es el encargado de conducir la electricidad, similar al alambre de cobre en las instalaciones eléctricas. Un “electrolito” es una solución líquida (usualmente agua) que también conduce la electricidad.

El punto principal es que el acero (y los otros metales) contienen 3 de las 4 condiciones necesarias para la corrosión. Por lo que la forma más común para detener la corrosión es “aislar” el acero del electrolito.

Esta es la razón por la que es necesario aislar la humedad del acero lo cual se logra a través de la utilización de recubrimientos (linings). Algunos recubrimientos como los productos ricos en zinc (Zinc Rich) desarrollan otras funciones como el de protección catódica.

Existen diferentes tipos de corrosión más comunes que se pueden observar en el ambiente industrial y en la industria petroquímica. Estas son:

- Corrosión Generalizada
- Corrosión Galvánica
- Corrosión por Picadura y
- Corrosión por Grietas

Tipos de Corrosión:

- Corrosión Generalizada

Toma lugar de un modo general y homogéneo sobre la superficie del metal que empeora progresivamente. En sus estados iniciales es comúnmente llamado “blush rusting”, si la superficie está pintada y “flush rusting” si no hay pintura en la superficie.

- Corrosión Galvánica

Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto. El metal más activo (Anodo) se corroe para proteger al metal menos activo (Cátodo). Por ejemplo, si una válvula de bronce estuviera conectada a una tubería de acero, el acero se corroería para proteger al bronce. En la parte de contacto bronce – acero, el acero es consumido rápidamente y finalmente resulta en una perforación.

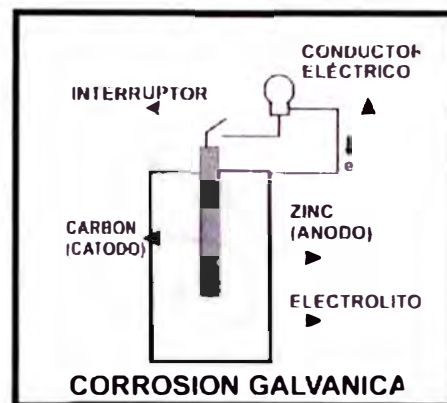


Fig. 4.2

Fig. 4.3

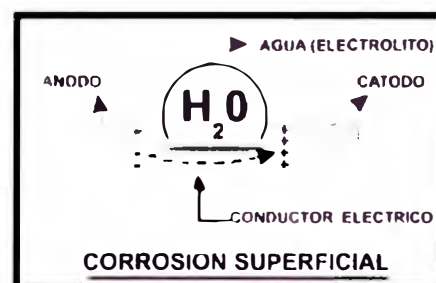
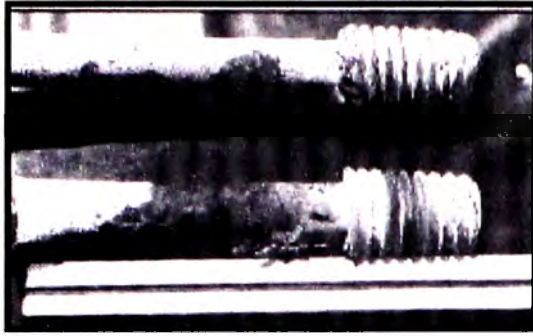
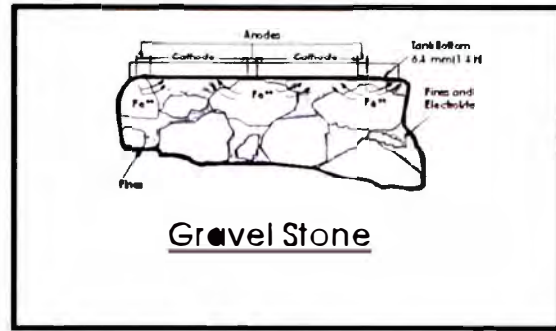


Fig. 4.4



**Corrosión Galvánica en par
Metálico Acero / Cobre**

Fig. 4.5



Corrosión por Picadura

- **Corrosión por Picadura**

Ocurre cuando las fuerzas de corrosión son concentradas en pequeñas áreas. La pérdida del metal se desarrolla dentro del metal y no en la superficie. La picadura (Rust pits) que se forman tienen consecuencias serias, ya que los "pits" representan la pérdida de la sección del metal, resultando en la perforación de la plancha del tanque o recipiente y por consiguiente en la pérdida de la integridad estructural.

- **Corrosión por Grietas**

Es otra forma común de corrosión, ocurre cuando existe un espacio pequeño entre dos elementos estructurales, ya sea metal - metal o metal - no metal. Este tipo de corrosión se da alrededor de pernos y remaches, cerca de los cordones de soldadura y en otros lugares donde está presente una pequeña abertura. Lo que sucede es que la humedad presente entre el espacio o grieta completa el circuito de corrosión. La humedad atrapada en la grieta presenta una velocidad de corrosión mayor en comparación a los alrededores. Las reacciones de corrosión son más grandes en el fondo de la grieta y es por eso que la pérdida del metal está concentrado en esta área.

Corrosión en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos

Los recipientes o partes de los mismos que están sujetos a corrosión, erosión o abrasión mecánica deben tener un margen de espesor para lograr la vida deseada, aumentando convenientemente el espesor del material respecto al determinado por las fórmulas de diseño, o utilizando algún método apropiado de protección.

Existen varios métodos diferentes para medir la corrosión. El más simple consiste en taladrar agujeros de prueba (norma UG-25), cupones de corrosión o indicadores de la corrosión.

Todos los recipientes sujetos a corrosión, erosión o abrasión mecánica interiores deben ser provistos con abertura para inspección (norma UG-46).

Para eliminar la corrosión se utilizan materiales resistentes, ya sea como recubrimientos únicamente, o la fabricación de todo el recipiente (metalurgia del equipo).

Un recipiente puede protegerse contra la abrasión mecánica por medio de parches de placa, los cuales se sueldan o se unen por otros medios al área expuesta del recipiente.

Un tanque de hidrocarburo (Aboveground Storage Tank) se puede dividir en tres áreas principales: Fondo, cilindro y techo. Los fondos de los tanques tienen generalmente la forma de cono hacia abajo o cono hacia arriba. La plancha anular es el anillo extremo del fondo del tanque y provee soporte al cilindro y se extiende hacia la junta cilindro - fondo. La parte central del fondo del tanque tiene un acabado "suelto" (bottom plate) y tiene generalmente un espesor de 6.4 mm (1/4 pulg.).

El fondo del tanque es considerado como una membrana ya que no existe tensión en la plancha cuando está adecuadamente apoyado. La relativa delgadez de la plancha del tanque lo hace susceptible para un ataque corrosivo. La plancha anular es generalmente más gruesa que las planchas centrales, aproximadamente 11 mm (1/2 pulg.). El fondo del tanque está apoyado sobre una base rellena que puede consistir de una capa de piedra chancada y luego sand oil o una capa de asfalto líquido.

El cilindro del tanque está dividido en anillos de aproximadamente 2 metros de alto (8 pies). El espesor de las planchas va disminuyendo desde el anillo base hasta el último. Los espesores están basados en consideraciones mecánicas de carga hidrostática a varias alturas

Techo del tanque, de los cuales, existen 3 tipos principales de techos de tanques:

- Techo cónico

- Techo flotante

- Techo flotante interno

Los dos primeros son los más comunes. El espesor de la plancha de los techos es aproximadamente 4.76 ó 6.4 mm (3/16 pulg ó 1/4 pulg.).

Zonas de Corrosión en Tanques de Petróleo

Las áreas del tanque susceptibles a problemas de corrosión son:

- 1) Corrosión Interna de la Plancha Anular y de la Plancha del fondo
- 2) Corrosión Externa de la Plancha Anular y de la Plancha del fondo
- 3) Corrosión interna del cilindro
- 4) Corrosión externa del cilindro
- 5) Corrosión interna del techo
- 6) Corrosión externa del techo

* Corrosión Interna en el Fondo de Tanques

Los mecanismos más comunes de corrosión en el fondo de tanques de almacenamiento de hidrocarburos son los siguientes:

- A) Corrosión por Concentración de Celdas (Puede ser severo), ocurre cuando existe un depósito, mill scale (escala de laminación) o grieta en el metal y crea un área de baja concentración de oxígeno. Por ejemplo; el área bajo la superficie del depósito puede de algún modo tomar contacto con un electrolito, el cual consumirá rápidamente el oxígeno. La diferencia en la concentración del oxígeno en el electrolito crea una celda galvánica, que en contacto con la superficie del depósito, permite que el área se torne anódica y los alrededores de la plancha del tanque se vuelvan catódicas, produciéndose una corrosión acelerada. La corrosión por Concentración de Celdas causa picadura (pitting) y una pérdida severa del metal. La parte interna de los fondos de los tanques, muy a menudo experimentan este tipo de corrosión. La picadura acelerada que resulta, puede ocurrir a una razón de 0.5 mm a 2.00 mm por año (20 a 80 mills por año).
- B) Corrosión por Celdas Galvánicas
La pareja bimetalica mill scale / acero al carbono origina un proceso de corrosión muy agresivo, el cual con la presencia de un electrolito, puede causar una profunda corrosión por picadura. En tanques nuevos el mill scale debería ser removido de ambos lados de la plancha de los fondos para evitar consecuencias serias de corrosión acelerada. Esto se puede evitar fácilmente con una preparación de mínima de la superficie según SSPC-SP-6 o equivalente (Arenado Comercial). Además, la corrosión del tipo “filo de cuchillo” ocurre en las soldaduras donde se usa un metal más catódico para la soldadura comparado con el material de la plancha anular o del fondo. Este tipo de corrosión puede causar severa pérdida del metal especialmente cuando en los fondos se aplica un recubrimiento pero no se ha tenido suficiente cuidado en recubrir las áreas de las soldaduras.

C) **Corrosión por Bacterias Sulforeductoras (BSR)**

Las bacterias sulforeductoras han sido detectadas en tanques de almacenamiento de petróleo crudo y de productos de acabado. Tales bacterias existen bajo condiciones anaeróbicas y tienen la habilidad de reducir el sulfato presente. En estudios de diferentes tanques, las bacterias sulforeductoras fueron halladas en tanques de gasolina, kerosene, jet fuel y diesel. Sin embargo, se ha encontrado que el efecto de la bacteria es solo nominal. Las pruebas de laboratorio muestran un mínimo efecto de picaduras causado por las BSR. La causa más probable de la picadura de las planchas en el fondo de los tanques, es debido a la concentración de las celdas existentes, la cual puede coincidir con el alto grado de corrosión por picadura observado en la práctica.

D) **Corrosión por Producto – Inducido**

Se refiere a la pérdida uniforme del metal que ocurre por la exposición del producto o material en el tanque. Por ejemplo, la relación de corrosión general para el acero al carbono en el crudo a temperatura ambiente es de 0.05 mm por año (2 mills por año). Sin embargo, la corrosión acelerada puede ocurrir cuando una cantidad de agua se deposita sobre el fondo de un tanque de crudo, intermedio o producto de acabado. Esta agua que entra al tanque con el producto, contiene elementos corrosivos en relativa alta concentración que pueden causar ataque acelerado. Por ejemplo el crudo que es el material que normalmente se almacena contiene agua salada que se localiza en los fondos de los tanques. Los cloruros que contienen el agua pueden ocasionar un proceso de corrosión por picadura general.

Control de Corrosión en Tanques de Refinería

A. **Control de Corrosión Atmosférica**

Requerimiento para desarrollar un programa anual de pintura donde se incluyan los equipos y tanques que salgan fuera de servicio y los que pueden ser lavados y pintados sin necesidad de salir fuera de servicio. Adicionalmente, de ser necesario, se evalúan los transformadores y pasivadores de óxido en los sistemas de pintura y recubrimientos orgánicos.

B. **Control de Corrosión por Aereación Diferencial en el Interior de Tanques**

Incluir en el programa anual de pintura de equipos e instalaciones de Refinería, donde se considera a los tanques que salgan fuera de servicio, el pintado del fondo, del primer anillo del cilindro de los tanques de crudo, diesel, residuales y de productos negros. A los tanques de productos blancos como gasolina, kerosene, turbo y MTBE se les pintará el fondo, cilindro y techo (incluyendo pontones en los tanques de gasolina).

C. Control de Corrosión por Aereación Diferencial en el Exterior de Tanques

Reparación o reemplazo de los sellos asfálticos de todos los tanques entre el fondo y el primer anillo.

Reemplazo de la capa de sand oil a los tanques que se reemplazará parcial o íntegramente el fondo.

Métodos de Control

Protección catódica

Pasividad de superficie

Recubrimientos metálicos: Orgánicos (pinturas), inorgánicos, etc.

Inhibidores de corrosión

Consideraciones de diseño

Selección de materiales.

El método principal para la protección de tanques sobre todo aquellos que se encuentran enterrados consiste en la protección catódica.

Los tanques edificados bajo tierra (underground tanks), normalmente constituidos por tanques horizontales de techo fijo deben ser protegidos catódicamente para prevenir la corrosión del casco del tanque. Esta protección catódica es lograda por localizar ánodos de sacrificio en el tanque que son conectados a un sistema de corriente impresa o por usar ánodos galvánicos. Sin embargo, la protección catódica interna contra la corrosión no es extensamente usada en la industria del petróleo, desde que los inhibidores de corrosión pueden ahora ser encontrados en la mayoría de productos de petróleo refinados.



Fig. 4.6

En la actualidad, ya sea por seguridad, o por preservación del medio ambiente, es cada vez más frecuente la protección catódica de los depósitos enterrados.

La protección catódica es utilizada para cualquier situación sin importar el producto que se almacene, más no es así el caso de la protección anódica que solamente puede ser utilizada en el caso de que el comportamiento del metal sea activo - pasivo. Ejm. de Protección Anódica:

Acido sulfúrico en tanques de acero al carbono.

Acido fosfórico en tanques de acero inoxidable.

Protección Catódica

La protección catódica es una técnica de control de la corrosión, que está siendo aplicada cada día con mayor éxito en el mundo entero. Cada vez se hacen necesarias nuevas instalaciones de ductos para transportar petróleo, productos terminados, agua; así como para la protección de los tanques de almacenamiento, cables eléctricos y telefónicos enterrados y otras instalaciones importantes. En la práctica se puede aplicar protección catódica en metales como el acero, cobre, plomo, latón, y aluminio, contra la corrosión en todos los suelos y, en casi todos los medios acuosos. De igual manera, se pueden eliminar el agrietamiento por corrosión bajo tensiones, corrosión intergranular, picaduras o corrosión generalizada. Como condición fundamental, las estructuras componentes del objeto a proteger y del elemento de sacrificio o ayuda, deben mantenerse en contacto eléctrico e inmerso en un electrolito.

Sistemas de Protección Catódica

1. Anodo Galvánico

Se fundamenta en el mismo principio de la corrosión galvánica, en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal anódico.

En la protección catódica con ánodos galvánicos, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.

La diferencia de potencial existente entre el metal anódico y la tubería a proteger, es de bajo valor porque este sistema se usa para pequeños requerimientos de corriente, pequeñas estructuras y en un medio de baja resistividad.

Características de un Anodo de Sacrificio

- a. Debe tener un potencial de disolución lo suficientemente negativo, para polarizar la estructura de acero (metal que normalmente se protege) a -0.8 V. Sin embargo el potencial no debe de ser excesivamente negativo, ya que eso motivaría un gasto superior, con un innecesario paso de corriente. El potencial práctico de disolución puede estar comprendido entre -0.95 a -1.7 V;

- b. Corriente suficientemente elevada, por unidad de peso de material consumido;
- c. Buen comportamiento de polarización anódica a través del tiempo;
- d. Bajo costo.

Tipos de Anodos

Considerando que el flujo de corriente se origina en la diferencia de potencial existente entre el metal a proteger y el ánodo, éste último deberá ocupar una posición más elevada en la tabla de potencias (serie electroquímica o serie galvánica). Los ánodos galvánicos que con mayor frecuencia se utilizan en la protección catódica son magnesio, zinc y Aluminio.

Magnesio: Los ánodos de Magnesio tienen un alto potencial con respecto al hierro y están libres de pasivación. Están diseñados para obtener el máximo rendimiento posible, en su función de protección catódica. Los ánodos de Magnesio son apropiados para oleoductos, pozos, tanques de almacenamiento de agua, incluso para cualquier estructura que requiera protección catódica temporal. Se utilizan en estructuras metálicas enterradas en suelo de baja resistividad hasta 3,000 ohm-cm.

Zinc: Utilizado para proteger estructuras metálicas inmersas en agua de mar o en suelo con resistividad eléctrica de hasta 1,000 ohm-cm

Aluminio: Para estructuras inmersas en agua de mar.

Relleno Backfill

Para mejorar las condiciones de operación de los ánodos en sistemas enterrados, se utilizan algunos rellenos; entre ellos, el de **Backfill** especialmente con ánodos de zinc y magnesio, estos productos químicos rodean completamente el ánodo produciendo algunos beneficios como:

- a. Promover mayor eficiencia;
- b. Desgaste homogéneo del ánodo;
- c. Evita efectos negativos de los elementos del suelo sobre el ánodo;
- d. Absorben la humedad del suelo manteniendo dicha humedad permanente.

La composición típica del Backfill para ánodos galvánicos está constituida por yeso (CaSO_4), bentonita, sulfato de sodio, y la resistividad de la mezcla varía entre 50 a 250 ohm-cm.

2. Corriente Impresa

En este sistema se mantiene el mismo principio fundamental, pero tomando en cuenta las limitaciones del material, costo y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio, se ha ideado este sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente generadora continua regulable o, simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura.

La corriente externa disponible es impresa en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica.

La dispersión de la corriente eléctrica en el electrolito se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito. El terminal positivo de la fuente debe siempre estar conectado a la cama de ánodo, a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura. Este tipo de sistema trae consigo el beneficio de que los materiales a usar en la cama de ánodos se consumen a velocidades menores, pudiendo descargar mayores cantidades de corriente y mantener una vida más amplia.

En virtud de que todo elemento metálico conectado o en contacto con el terminal positivo de la fuente e inmerso en el electrolito es un punto de drenaje de corriente forzada y por lo tanto de corrosión, es necesario el mayor cuidado en las instalaciones y la exigencia de la mejor calidad en los aislamientos de cables de interconexión.

Anodos utilizados en la Corriente Impresa

- a. **Chatarra de hierro:** Por su economía es a veces utilizado como electrodo dispersor de corriente. Este tipo de ánodo puede ser utilizado en terrenos de resistividad elevada y es aconsejable que se rodee de un relleno artificial constituido por carbón de coque. El consumo medio de estos lechos de dispersión de corriente es de 9 Kg/Amp*Año, razón por la cual, actualmente no son utilizados.
- b. **Ferrosilicio:** Este ánodo es recomendable en terrenos de media y de baja resistividad. Se coloca en el suelo hincado o tumbado rodeado de un relleno de carbón de coque. A intensidades de corriente baja de 1 Amp, su vida es prácticamente ilimitada, siendo su capacidad máxima de salida de corriente de unos 12 a 15 Amp por ánodo. Su consumo oscila a intensidades de corriente altas, entre 0.5 a 0.9 Kg/Amp*Año. Su dimensión más normal es la correspondiente a 1,500 mm de longitud y 75 mm de diámetro.
- c. **Grafito:** Puede utilizarse principalmente en terrenos de resistividad media y se utiliza con relleno de grafito o carbón de coque. Es frágil, por lo que su transporte y embalaje debe ser de cuidado. Sus dimensiones son variables, su longitud oscila entre los 1,000-2,000 mm, y su diámetro entre 60-100 mm, son más ligeros de peso que los ferrosilicios. La salida máxima de corriente es de 3 a 4 amperios por ánodo, y su desgaste oscila entre 0.5 y 1 Kg/Amp*Año.
- d. **Titanio-Platinado:** Este material está especialmente indicado para instalaciones de agua de mar, aunque sea perfectamente utilizado en agua dulce o incluso en suelo. Su característica más relevante es que a pequeños voltajes (12 V), se pueden sacar intensidades de corriente elevada, siendo su desgaste perceptible.

En agua de mar tiene, sin embargo, limitaciones en la tensión a aplicar, que nunca puede pasar de 12 V, ya que las tensiones más elevadas podrían ocasionar el despegue de la capa de óxido de titanio y, por lo tanto el deterioro del ánodo. En aguas dulces que no tengan cloruro pueden actuar estos ánodos a tensiones de 40-50 V.

Fuente de Corriente

- El rectificador: Es un mecanismo de transformación de corriente alterna a corriente continua, de bajo voltaje mediante la ayuda de diodos de rectificación, comúnmente de selenio o silicio y sistemas de adecuación regulable manual y/o automática, a fin de regular las características de la corriente, según las necesidades del sistema a proteger

Las condiciones que el diseñador debe estimar para escoger un rectificador son:

1. Características de la corriente alterna disponible en el área (voltios, ciclos, fases);
 2. Requerimiento máximo de salida en C.D (Amperios y Voltios);
 3. Sistemas de montaje: Sobre el piso, empotrado en pared, en un poste;
 4. Tipos de elementos de rectificación: Selenio, silicio;
 5. Máxima temperatura de operación;
 6. Sistema de seguridad: Alarma, breaker, etc;
 7. Instrumentación: Voltímetros y Amperímetros, sistemas de regulación;
- Otras Fuentes de Corriente: Es posible que habiendo decidido utilizar el sistema de corriente impresa, no se disponga en la zona de líneas de distribución de corriente eléctrica, por lo que sería conveniente analizar la posibilidad de hacer uso de otras fuentes como:
 - i. Baterías, de limitada aplicación por su bajo drenaje de corriente y vida limitada;
 - ii. Motores generadores;
 - iii. Generadores termoeléctricos.

Comparación de los Sistemas

A continuación se detalla las ventajas y desventajas de los sistemas de protección catódica:

Anodos Galvánicos

1. No requieren potencia externa;
2. Voltaje de aplicación fijo;
3. Amperaje limitado;
4. Aplicable en casos de requerimiento de corriente pequeña, económico hasta 5 amperios;
5. Útil en medios de baja resistividad;
6. La interferencia con estructuras enterradas es prácticamente nula;
7. Sólo se los utiliza hasta un valor límite de resistividad eléctrica hasta 5,000 ohm-cm;
8. Mantenimiento simple.

Corriente Impresa

1. Requiere potencia externa;
2. Voltaje de aplicación variable;
3. Amperaje variable;
4. Útil en diseño de cualquier requerimiento de corriente sobre 5 amperios;
5. Aplicables en cualquier medio;
6. Es necesario analizar la posibilidad de interferencia;
7. Sirve para áreas grandes;
8. Mantenimiento no simple;
9. Resistividad eléctrica ilimitada;
10. Costo alto de instalación.

4.4 CORROSION: SISTEMA DE PROTECCION CON PINTURA

El objeto principal de la pintura es la conservación de la superficie de acero. La pintura retarda la corrosión por su acción inhibidora de la oxidación debido a las propiedades electroquímicas del material, evitando el contacto de los agentes corrosivos con la superficie del recipiente.

Las pinturas deben ser adecuadas para resistir los efectos del medio, el calor, el impacto, la abrasión y la acción de las sustancias químicas.

Preparación de la superficie

El requisito principal para pintar con éxito una superficie es el desprendimiento de las escamas de laminación, la herrumbre, suciedad, grasa, aceite y la materia extraña. La escama de laminación es la capa gruesa de óxidos de hierro de color gris azulado que se forma sobre el acero estructural al terminar la operación de laminado en caliente.

Consideraciones Económicas

La selección de la pintura y el sistema de preparación de la superficie, van más allá de los aspectos técnicos y se convierten naturalmente en un problema de economía. El costo de la pintura está normalmente entre 25 y 30 por ciento o menos del costo que representa pintar una estructura, de donde se deriva la ventaja de utilizar pintura de alta calidad. El 60 por ciento o más del costo total de un trabajo de pintura se encuentra en la preparación de la superficie y el costo de preparación a diferentes grados varía en proporción de 1 a 10 ó 12. Por ejemplo, el costo de limpieza con chorro de arena es alrededor de 10 a 12 veces mayor que el de limpieza manual con cepillo de alambre. El costo de preparación de la superficie debe equilibrarse con el incremento de la vida útil del recipiente.

Condiciones Especiales

Abrasión.- Cuando la pintura debe resistir a la abrasión, es importante que tenga buena adhesión. Para lograr la máxima adhesión, la mejor limpieza es la que se hace a chorro de arena, aunque también es satisfactorio la limpieza por medio de productos químicos. Los pretratamientos tales como el fosfato en caliente o el de primario de lavado son excelentes para limpiar químicamente y hacer rugosa la superficie. Los recubrimientos de uretano, los epóxicos y las pinturas de vinilo tienen buena resistencia a la abrasión. También son buenos los recubrimientos ricos en zinc y las pinturas fenólicas. Las pinturas oleorresinosas pueden desarrollar una resistencia mucho mayor si se les agrega un refuerzo de arena.

Alta Temperatura.- A temperaturas inferiores a los 500 ó 600 °F, para obtener una buena superficie de recubrimiento, es adecuado el tratamiento con fosfato en caliente. Arriba de los 500 ó 600 °F, es conveniente limpiar la superficie a chorro de arena.

Pinturas recomendadas:

Hasta 200 a 250 °F	Pintura sobre la base de aceite, periodo limitado
Hasta 200 a 300 °F	Con vehículo alquídico o fenólico
Hasta 300 a 400 °F	Alquídicos modificados especialmente
Hasta 300 a 550 °F	Silicones coloreados
Hasta 700 a 800 °F	Recubrimientos inorgánicos de zinc arriba de 550°F Silicones negro o de aluminio
Hasta 800 a 1,200 °F	Silicones de aluminio hasta 1,600 ó 1,800°F Recubrimientos de cerámica de silicón

Condiciones Generales

- Se deberá evitar que transcurran más de 4 hrs. entre el arenado y la aplicación de la primera capa de pintura.
- Se deberá respetar los espesores mínimos “para cada capa”. Esto debe ser verificado mediante un instrumento. Las capas de pintura deben ser de un espesor uniforme.
- Se deberá evitar la formación de “palomas” que son pequeñas áreas sin pintura, o de “pinholes” que son áreas aún más pequeñas sin pintura.
- Se utilizará instrumentos de medición de tipo magnético o digital para la medición de espesor de película seca y húmeda.

Teóricamente un galón de pintura cubre 1,600 pies² de superficie con una película de 1 milésima pulgada de espesor, estando húmeda. El espesor seco se determina por el contenido sólido (no volátil) de la pintura, el cual puede hallarse en la especificación de la etiqueta o en las indicaciones del fabricante.

Si el contenido de sólidos por volumen es, por ejemplo de 60 %, la cobertura máxima en seco (régimen de extendido) estará teóricamente entre: $1,600 \times 0.6 = 960 \text{ pies}^2$.

En la práctica, especialmente para el uso con aspersores, no puede utilizarse la pintura nunca al 100%. Las pérdidas debido al exceso de aspersion (en tuberías, etc.) pueden disminuir la cobertura real a 40 ó 60 %, o aún más.

Características de la pintura a aplicar

Antes de la aplicación de aislamiento térmico, el tanque será sometido a una limpieza superficial y pintado. Las paredes bajo aislamiento térmico llevarán un sistema de pintado adecuado para temperaturas de pared de hasta 200 °C. Las restantes paredes llevarán un sistema de soportes hasta 60 °C.

Todas las superficies serán sometidas a un arenado al metal blanco. Si existiera presencia de material graso, deberá aplicarse una pintura con solventes.

Ejemplo de Sistemas de Protección: (Sistema Antiguo)

A las superficies bajo aislamiento térmico se les protegerá con dos capas de pintura de silicato inorgánico de zinc, aplicada por medio de brocha, pistola o pistola "airless". Cada capa tendrá un espesor seco mínimo de 40 micras. El intervalo entre capas no será menos de 4 hrs. ni más de 24 hrs. Cuando el plazo entre capas haya sido excedido, antes de aplicar la segunda capa deberá limpiarse toda la superficie con un paño húmedo con agua dulce.

Cilindro del tanque: Una capa de imprimante gris de chimenea.

Techo del tanque: Una capa de imprimante gris de chimenea y acabado en aluminio Silver Brite.

A las superficies que no están bajo aislamiento térmico se les aplicará dos capas de imprimante epóxico poliamida con óxido de zinc, cada una de las cuales tendrá un espesor seco de 35 micras mínimo. El intervalo entre capas debe ser de 12 hrs. como mínimo y 72 hrs. como máximo.

Las pinturas sin aislamiento térmico llevarán además dos capas de pintura de acabado de base aluminio-fenólica con un espesor por capa de 25 micras como mínimo.

Selección de los Sistemas de Pintura

Estos sistemas están basados en las especificaciones y recomendaciones del Steel Structures Painting Council (SPSC).

Determinación del Costo de Pintura

Determinación del Rendimiento Práctico:

Rendimiento Teórico

$$RT = 149.02(\%Sol)$$

donde:

RT: Rendimiento Teórico (m²/gal)

%Sol: Porcentaje de Sólidos en Volumen

e: Espesor de película seca deseado (mils)

Rendimiento Práctico

$$RP = RT - \%Per(RT)$$

donde:

RP: Rendimiento Práctico (m²/gal)

RT: Rendimiento Teórico (m²/gal)

%Per: Porcentaje de Pérdidas (15 a 40 % del Rendimiento Teórico dependiendo del equipo de aplicación geometría y rugosidad de la superficie, vientos existentes, etc.)

Determinación del Costo por m²

$$Costo = \frac{US\$}{RP}$$

donde:

Costo: Costo por m²

US\$: Costo por galón

RP: Rendimiento Práctico (m²/gal)

Determinación del Volumen de Pintura:

$$Vol = \frac{Area}{RP}$$

donde:

Vol.: Volumen de pintura a utilizar (gal)

Area: Area a pintar (m²)

RP: Rendimiento Práctico (m²/gal)

Equivalencias:

Unidad de espesor: 1 mil \diamond 25 micrones

1 micrón \diamond 1 μ m

1 μ m \diamond 10⁻⁶ m

Requerimiento de Pintura - Tanque N° 46

Cálculo de las Areas :

Diámetro del Tanque (D) = 30 pies

Altura del Tanque (H) = 40 pies

Area del Cilindro Interior / Exterior

$$A = \pi DH$$

$$A = \pi(30)(40) = 3769.91 \text{ pies}^2$$

$$A = 350.42 \text{ m}^2 \approx 351 \text{ m}^2$$

Area del Techo Interior / Exterior

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad A = \frac{\pi(30)^2}{4}$$

$$A = 706.86 \text{ pies}^2$$

$$A = 65.7 \text{ m}^2 \approx 66 \text{ m}^2$$

Requerimiento de Pintura Interior (*)

	Fondo	Techo Interior	Cilindro Interior	Estructura
Area (m ²)	70	66	351	20

Requerimiento de Pintura Exterior (*)

	Techo Exterior	Cilindro Exterior	Escalera	Baranda	Plataforma
Area (m ²)	66	351	30	8	5

(*) Valores aproximados

Sistema de Pintura utilizada en el Tanque N° 46

Marca: Jet Ameron

Interior del Tanque

El Amercoat 90HS es un epóxi fenólico, que entre los epóxi, son los más resistentes a los solventes y al MTBE. El principal problema en el interior de los tanques es el ataque de los solventes no acuosos. La corrosión electroquímica no es el problema principal, por lo tanto, en estos casos no se recomienda pinturas con pigmentos inhibidores de corrosión.

Exterior de Tanques

En el exterior de los tanques se trata de conseguir altos espesores para lograr una adecuada protección. Esto se consigue con Amerlock 400. El Amercoat 450HS se utiliza como pintura de acabado por su gran resistencia a los rayos ultravioleta y su buena retención de brillo. Los acabados epóxi, tienden a atizar y pronto pierden el brillo, por lo que se prefiere los acabados a base de poliuretano.

- (1) Se estima una merma del 40 %, aunque los rendimientos prácticos son solo aproximados y podrían variar de acuerdo a las condiciones del pintado, estado de las superficies, condiciones climáticas y demás variables que generalmente inciden en los rendimientos.

$$RP = RT - 40\%RT$$

donde:

RP = Rendimiento Práctico (m²/gal)

RT = Rendimiento Teórico (m²/gal)

- (2) El solvente utilizado es aproximadamente 20% de la cantidad de pintura

JET AMERON

AREA	TOTAL AREA m ²	Capas	DESCRIPCIONES DE PRODUCTOS Y SISTEMAS	Espesor Mínimo Seco (mils.)	% Sólidos en Volumen	Rendim. Teórico m ² /gl.	Rendim. Práctico Aprox m ² /gl.	Rendim. Teórico Corregido m ² /gl.	Rendim. Práctico Aprox Corr. m ² /gl.	TOTAL GALONES ESTIMADOS	TOTAL GALONES ESTIMADOS CORREGIDO	COSTO POR GALON US.\$	COSTO ESTIMADO US.\$/m ²	COSTO APROXIMADO US.\$/m ² /mil
EXTERIOR TECHO Y CILINDRO	417	2	Amerlock 400, Ameron	4	83	30.92	18.55	31.00	18.00	46.33	46.00	41		
		1	Amercoat 450HS, Ameron	2	66	49.18	29.51	49.00	30.00	13.90	14.00	70		
			Solvente B33-J24							9.27	9	9.65		
			Solvente P.U.-95							2.78	3	17.5		
		<u>3</u>		<u>10</u>								7.21	0.72	
ESCALERAS, BARANDAS, PLATAFORMAS	43	2	Amerlock 400, Ameron	4	83	30.92	18.55	31.00	18.00	4.78	6	41		
		1	Amercoat 450HS, Ameron	2	66	49.18	29.51	49.00	30.00	1.43	2	70		
			Solvente B33-J24							1.0	1	9.65		
			Solvente P.U.-95							0.3	1	17.5		
		<u>3</u>		<u>10</u>								9.61	0.96	
INTERIOR CILINDRO, FONDO TECHO ESTRUCT.	507	2	Amercoat 90 HS, Ameron	5	64	19.07	11.44	19.00	12.00	84.50	85	49.5		
			Solvente B33-J24							16.9	17	9.65		
				<u>10</u>									8.62	0.86

Descuento 15%
Parcial
IGV 18%
Total =

4.5) TRATAMIENTO DE LA BORRA

Los productos que son más susceptibles a ser tratados para eliminar (dispersar) la borra y los lodos que puedan formarse en los tanques de almacenamiento de combustibles constituyen el petróleo residual N° 5 y 6. Debido a que estos tipos de productos necesitan estar limpios para que trabajen realizando una eficiente operación durante la combustión en hornos, calderos, quemadores, etc.

Otros tipos de productos como los residuos de petróleo que van a dar a un tanque de slop requieren ser tratados para reducir el contenido de borra y poder ser posteriormente reprocesados. Adicionalmente los sedimentos y alquitranes pueden también someterse a hidrocraqueo para convertirlos en nafta y diesel.

En un tanque de almacenamiento de hidrocarburos líquidos se tiene dos tipos de materiales a combatir; el agua y las partículas de compuestos químicos sólidos, llamados comúnmente lodos (sludge). El agua está presente en el hidrocarburo líquido y se encuentra en los fondos del tanque o estratificado a diferentes niveles.

Los procesos modernos de refinación por cracking producen fuel oils que son sujetos a la formación de lodos. Las partículas de lodo son formados principalmente por mezcla de combustibles de diferentes tipos, tanto en refinería como en el tanque del consumidor. También pueden ser formados de reacciones debido a la humedad, el calor y la oxidación, pero las cantidades de estos factores son pequeños.

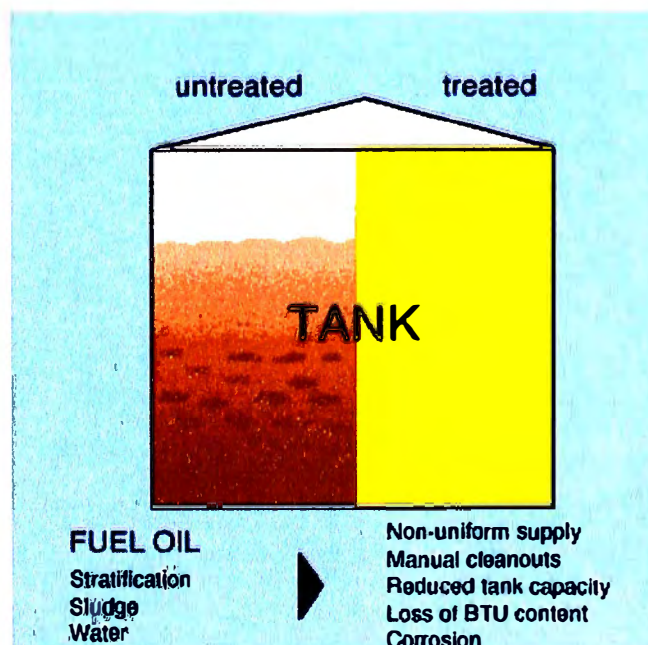


Fig 4.7

Cuando las partículas de lodo (sludge) son formadas, ellas son muy pequeñas y si permanecen en esa condición, muy poco problema podría ocurrir. Desafortunadamente, estas incrementan de tamaño a medida que se adhieren unas a otras, llegando a ser lo suficientemente grandes como para bloquear líneas, bombas y boquillas de quemadores si es que ingresan dentro del sistema.

Un adecuado y económico tratamiento debe producir las siguientes reacciones (Tratamientos Químicos):

1. Estabilizar el combustible para minimizar la formación del lodo.
2. Dispersar el lodo presente, o formado, como pequeñas partículas diminutas.
Esto permitirá pasar el combustible a través del sistema y fuera de la boquilla del quemador durante la combustión. El lodo verdadero es fácilmente combustible, si el tamaño de partículas permanece pequeño.
3. Emulsificar y dispersar el agua de modo de que pase a través del sistema sin causar chisporroteo alguno debido a su oclusión.

Algunos solventes son utilizados para disolver el lodo en los tanques de fuel oil. Sin embargo, un tratamiento con solvente no es práctico por las siguientes razones:

1. Las pequeñas cantidades del solvente usado no pueden disolver todo el lodo. Se requieren grandes cantidades para obtener efectos satisfactorios.
2. No todos los solventes tienen la habilidad de disolver todo el lodo.
3. Un completo tratamiento debe mejorar la atomización y la combustión. Esto no puede ser logrado con pequeñas dosis de un tipo de solvente.

Un producto adecuado que debe ser utilizado debe contener suficientes cantidades de agentes de superficie activa. Algunos de estos materiales de superficie activa no deben sólo dispersar el lodo, sino que deben ser de una naturaleza específica y definida para emulsificar el agua. Emulsificar el agua significa romper las tensiones de superficie tanto del aceite como del agua, de modo de obtener una mezcla estable de gotas de agua diminutas en los glóbulos del aceite.

Existen también modernos procesos químicos que tiene aplicaciones para el tratamiento ecológico, no tóxico; recolección y reciclaje de lodos (sludge) y ceras (wax), que incluyen recuperación simplificada para el reprocesamiento en forma líquida y no revertir a la forma sólida después del tratamiento.

En el caso de que el tanque pudiese salir fuera de servicio, un adecuado sistema de limpieza y de extracción de borras debe ser utilizado.

4.6) EMULSION EN TANQUES DE CRUDO

Después de un periodo de explotación de los yacimientos petroleros los fluidos producidos son una mezcla de hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural) y agua salada en proporciones variables, el agua salada fluye con el aceite en forma de baches (agua libre), o como pequeñas gotas dispersas estables dentro de la masa de aceite; en el primer caso, se trata de una mezcla simple agua – aceite; en el segundo caso, de una emulsión. Debido a la aplicación de nuevos métodos de explotación de los yacimientos las emulsiones producidas son más estables y los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles.

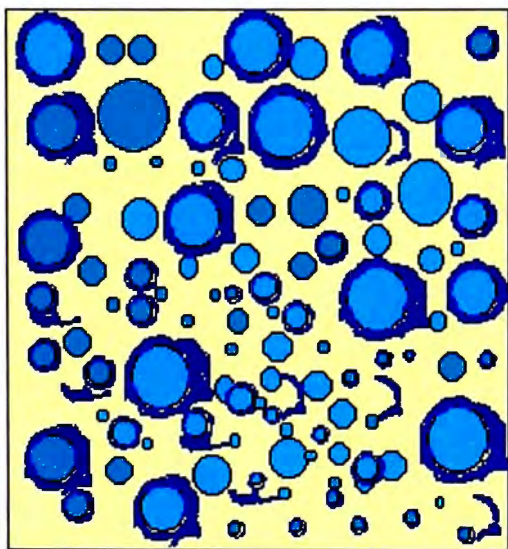
Una emulsión es una mezcla de aceite y agua, constituida por partículas muy finas de agua dispersas en el aceite crudo. Las emulsiones se vuelven estables por la presencia de algunos materiales contenidos en el aceite, conocidos como agentes emulsificantes o emulsionantes. Existen tres elementos necesarios para formar una emulsión agua en aceite:

Agua: Es la fase interna o dispersa.

Aceite: Es la fase externa o continua.

Agente emulsificante: Estabiliza la dispersión de las partículas de agua en aceite.

Por lo común las emulsiones no se presentan en la formación productora, estas se generan cuando, el aceite y el agua, son producidas simultáneamente y existe un alto grado de turbulencia.



ASPECTO MICROSCÓPICO DE UNA EMULSION
AGUA - ACEITE

En la figura 4.9 se presenta, el aspecto microscópico de una emulsión agua – aceite. No toda el agua en los fluidos producidos se presenta emulsionada, el agua que no esta emulsionada se conoce como agua libre. Los agentes emulsionantes son los materiales con los que se forma la película que rodea a las gotas de agua y son sustancias como: Asfáltenos, resinas, cresoles, fenoles y ácidos orgánicos.

Fig 4.8

Tratamiento de las Emulsiones – Utilización de Aditivos y Desemulsificantes

El petróleo crudo que contiene agua debe ser tratado antes de colocarse en los tanques de locación. Para romper las emulsiones pueden emplearse sustancias químicas y calor. El calor incrementará la pérdida de vapor de dos fuentes:

- 1- De la unidad de tratamiento, elevando la temperatura del petróleo,
- 2- De los tanques de locación. Cuando el petróleo caliente tratado se coloca en estos tanques, aumenta la velocidad de evaporación.

El primer paso en el tratamiento de una emulsión consiste en la adición de agentes químicos desemulsificantes, el mecanismo de acción de estos agentes consiste en romper y desplazar la película de agente emulsionante que rodea a la gota de agua (floculación), aumentando la tensión superficial y atracción entre las moléculas de agua propiciando la coalescencia. Otra propiedad importante de los agentes desemulsificantes es la capacidad para humectar los sólidos presentes en la emulsión, para que sean incorporados al agua separada.

El calor ayuda a romper las emulsiones, a limpiar el aceite, modifica la densidad relativa del agua haciendo el aceite más ligero y disminuye su viscosidad, todo esto da lugar a que el agua se separe más fácilmente.

Estrictamente existen tres elementos que ayudan a romper las emulsiones:

1. La acción química en la película.
2. El calor para: Debilitar la película, reducir la viscosidad del aceite e incrementar la diferencia de densidades entre el aceite y el agua.
3. El tiempo de reposo para que el agua se asiente por gravedad.

Algunas emulsiones pueden ser rotas con dos de los tres elementos, ya sea combinando agentes químicos y el tiempo de reposo, o bien haciendo uso de los tres. Para el tratamiento de las emulsiones la selección del reactivo químico es muy importante ya que este nos permite obtener el aceite crudo dentro de las especificaciones requeridas así como una agua residual de buena calidad con lo que se logra disminuir los costos de cualquier tratamiento posterior físico o químico a la misma.

La selección del agente químico desemulsificante es por ensayo y error, el procedimiento consiste de una serie de evaluaciones en el laboratorio conocidas como “pruebas de botella” en las cuales se obtiene la siguiente información.

1. El tipo de agente desemulsificante
2. La dosificación requerida del mismo

3. La temperatura a calentar el aceite, si esto es necesario.
4. El tiempo de asentamiento del agua.

En cierta medida, la pérdida de vapor generada por el calentamiento puede ser controlada. Se añade calor para elevar la temperatura del líquido al nivel deseado para romper la emulsión.

El calor en el crudo tratado puede reducirse enfriándolo en intercambiadores de calor con la corriente ingresante. Sin embargo, la parafina y otros tipos de ensuciamiento de las superficies de intercambio de calor pueden constituir un problema.

La presión de la unidad de tratamiento puede controlarse, dentro de ciertos límites, para reducir las pérdidas. Existe una presión óptima de operación para cada petróleo crudo, que da por resultado la liberación de cantidades mínimas de constituyentes volátiles.

Las unidades de tratamiento deben contar con una sección de separación gas-petróleo donde se puede separar el vapor entrampado de la emulsión antes del tratamiento. Este vapor frío se mezcla con los vapores calientes de la sección de calentamiento y decantación para condensar las fracciones más pesadas y recuperarlas en el petróleo crudo tratado.

Los calentadores / tratadores deben examinarse regularmente para asegurar que la temperatura de tratamiento no esté demasiado alta, o que el uso de la sustancia química adicional, así, como de una diferente puedan permitir una temperatura de tratamiento más baja.

A medida que un reservorio se hace viejo, con frecuencia se produce más agua con el crudo y las unidades de tratamiento se sobrecargan. El agua se calienta innecesariamente. Cuando se presenta esta condición, se recomienda la adición de un separador de agua libre. La instalación de baterías centralizadas de tanques da por resultado diversas oportunidades del sistema de tratamiento.

Las presiones de tratamiento en las baterías son bajas, de manera que las estaciones satélites puedan fluir. Cada vez que la presión en la línea para la venta de gas fluctúa y se eleva, el vapor del sistema de tratamiento será expulsado en forma intermitente; la frecuencia de esta expulsión puede justificar la instalación de una unidad compresora de recuperación o de refuerzo.

Punto de Aplicación de los Agentes Químicos Desemulsificantes

El punto de aplicación del agente químico desemulsificante, es de vital importancia en el diseño de un proceso de tratamiento químico de emulsiones, este debe ser ubicado tan distante como sea posible del lugar de donde se va a llevar a cabo el proceso de deshidratación.

Se han encontrado instalaciones donde se manejan crudos pesados (12 a 24 °API), y se inyecta el desemulsificante en un punto muy cercano al proceso de deshidratación, práctica totalmente anómala que tiene como consecuencia inestabilidad en el proceso y el subsecuente incumplimiento de las especificaciones contractuales del crudo que se entrega a los clientes.

Otra consideración importante para ubicar el punto de inyección de químicos es en el que tenga máxima turbulencia, esto se puede lograr inyectando los reactivos en la succión de equipos de bombeo, con lo que se tiene un óptimo contacto entre el agente desemulsificante y la emulsión contenida en el crudo, para tener finalmente a la entrada de los sistemas de deshidratación únicamente agua libre y aceite crudo, mejorando con esto la estabilidad y eficiencia de los procesos.

Innovaciones

Una opción alternativa, que utiliza un sistema basado en energía emitida por microondas de frecuencia de radio (RFM – A Radio Frequency Microwave Energy) puede romper emulsiones y separar los hidrocarburos de agua. Esta tecnología es denominada (MST – Microwave Separation Technology), la cual utiliza energía de frecuencia, la cual causa una extrema excitación de las moléculas de agua, de este modo incrementa su movimiento rotatorio calentando el agua dentro de la matriz de la emulsión. Las moléculas de agua atrapada son liberadas de la emulsión debido a los diferenciales creados en la tensión superficial y la densidad de la capa de emulsión media (rag layer) – mezclas de hidrocarburos, agua y posiblemente suciedad en tanques.

Los hidrocarburos separados, los cuales no requieren tratamiento posterior, son recuperados. El agua es de calidad de proceso y enviado al flotador de flotación de aire disuelto (DAF – Dissolved air flotation float) y sistemas de tratamiento de agua para posterior limpieza.

La unidad MST puede operar continuamente y puede manejar múltiples corrientes con concentraciones variadas de aceite, agua y sólidos.

Diagrama de Flujo del Sistema MST en una aplicación refinera

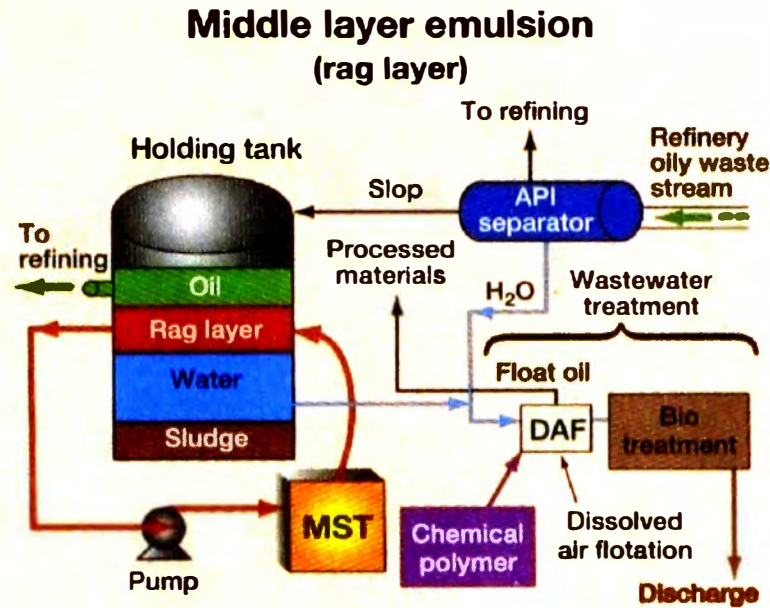


Fig. 4.9

4.7) PERDIDAS POR FILTRACIONES, FUGAS Y DERRAMES (LEAKAGE)

Prevención, Contención y Recuperación de Derrames

Las descargas accidentales pueden contaminar los suelos y los suministros de agua subterránea. Los costos de limpieza y las medidas de corrección pueden ser extremadamente altos y tomar varios años. La clave para reducir al mínimo los impactos ambientales es la prevención de descargas accidentales, el control y la recuperación de derrames.

¡Sólo se necesita un litro de hidrocarburos para obtener un millón de litros de agua subterránea tóxica!

La mayor contribución a la contaminación del subsuelo se origina en las fugas que se produce en los tanques de almacenamiento de superficie y subterráneos. Hasta hace poco, tanto los tanques subterráneos como las bases de los tanques de superficie eran fabricados de acero, sin protección y, por lo general, eran extremadamente susceptibles a la corrosión.

Los gobiernos de todo el mundo han promulgado nuevos y más estrictos reglamentos para asegurar que las fugas de los tanques sean reducidas al mínimo y contenidas.

Una vez que la filtración de un tanque de almacenamiento contamina el suelo y los suministros de agua subterránea, sus efectos pueden permanecer por décadas y las medidas de limpieza pueden resultar difíciles y costosas.

La mejor opción de manejo es evitar que se produzcan fugas, así como detectarlas lo más rápidamente posible de manera que se limiten los costos asociados con la recuperación de derrames, corrección y la pérdida del producto.

El manejo de tanques de almacenamiento tanto de superficie como subterráneos es importante en las operaciones de distribución de petróleo.

Los balances volumétricos deberán realizarse en todos los tanques que contengan fluidos de hidrocarburos. Los volúmenes de producto de tanques subterráneos deberán ser establecidos y medidos diariamente; mientras que los volúmenes de los tanques en superficie deberán ser establecidos y medidos semanalmente. Este proceso puede consistir en registros a través de sondeos, dispositivos electrónicos, contómetros o balance de materiales.

Cualquier tanque que aparentemente tenga filtración deberá ser puesto a prueba inmediatamente, tomando las acciones para ponerlo fuera de servicio y/o restaurar el subsuelo de cualquier contaminación si fuera necesario.

La forma de contención de derrames más apropiada es a través de la construcción de áreas estancas de protección. Acciones posteriores que se llevan a cabo una vez que se ha producido un derrame que no se haya podido prever son a través de un adecuado tratamiento de suelos.

Muros Contra incendio y Areas Estancas de Protección

Casi todas las grandes áreas de almacenamiento de petróleo (oil storage facilities) requieren contenedores, es decir, contención primaria (diked-field area) en conformidad con las normas "Spill Prevention, Control and Countermeasure" (SPCC) de los Estados Unidos. Estas áreas de contención son construidas por bermas encerradas.

Tradicionalmente, un área estanca o dique, es construida usando tierra natural sobre un suelo impermeable a los combustibles que encierra, la capacidad volumétrica no será menor que el 110 % del tanque mayor o el volumen del mayor tanque sin considerar el volumen desplazado por los otros tanques. Las bermas son construidas por montículos de tierra. En algunos casos donde el espacio es angosto, se prefiere la construcción de muros de concreto.

Estas áreas estancas tendrán las siguientes características:

El terreno circundante al tanque se deberá impermeabilizar y tendrá una pendiente hacia fuera no menor de 1%

El pie exterior de los diques no estará a menos de 5 metros de los linderos.

Los diques preferentemente no tendrán alturas interiores menores a 0.6 metros ni mayores a 1.80 metros; cuando la altura interior promedio sea mayor, facilidades especiales deberán proveerse para el acceso normal y de emergencia a los tanques, válvulas y otros equipos.

La distancia entre la pared del tanque y el borde interno del muro será como mínimo la altura del tanque.

El área estanca, deberá tener una capacidad no menor a la del tanque mayor que pueda drenar a ella.



Fig 4.10

Tratamiento de los Suelos Contaminados

Un adecuado tratamiento de los suelos consiste en lo siguiente:

Incineración, para pequeñas cantidades.

Entierro del material en rellenos controlados.

Aislamiento del contaminante mediante barreras de contención.

Bombeo y tratamiento. (Pump and treat)

Consiste en perforar pozos en la zona contaminada mediante los cuales se extrae agua subterránea.

Se trata por medios fisicoquímicos o biológicos y se la reinyecta en el suelo.

Ventajas: Fácil de diseñar y operar.

Desventajas: Es un procedimiento muy lento, el suelo debe ser muy permeable.

Inyección de aire a presión.

Permite el arrastre de los componentes volátiles y contribuye a la biodegradación de los hidrocarburos.

Métodos biológicos.

Se crean condiciones tales que las bacterias aeróbicas naturales presentes en el suelo oxidan el petróleo a CO₂ y agua. A veces se agregan nutrientes y aire a presión.

La combinación de los métodos mencionados acelera la descontaminación de los suelos y reduce los costos.

Caracterización de los Residuos

Es el conjunto de operaciones destinadas a definir las características físicas, químicas y biológicas de un residuo, a partir de las cuales se pueden tomar decisiones para incluirlo en uno de los sistemas de gestión de residuos especiales para evaluar su potencial efecto ambiental.

Residuo Industrial:

De una forma sencilla y clara, podemos decir que un residuo industrial es cualquier sustancia, objeto o material sólido, pastoso o líquido resultante de un proceso de producción, transformación, de utilización de consumo o de limpieza cuyo poseedor se desprenda de él o lo destina al abandono.

Fondo de Tanques:

Todo producto residual líquido o pastoso que permanezca en el tanque o equipo y que no pudo ser trasvasado al proceso antes de que el recipiente sea abierto para realizar tareas de mantenimiento o limpieza.

Clasificación de Residuos Industriales

La clasificación de los residuos industriales es muy variada, dependiendo del objetivo que se pretenda. Según las características y propiedades intrínsecas, se pueden dividir en:

- Residuos inertes, son aquellos que por sus características no ocasionan riesgo de contaminación directa.
- Residuos asimilables urbanos, son aquellos que, a pesar de provenir de la industria pueden ser tratados como RSU (cartones, papel, plásticos, etc.).
- Residuos especiales, son todos aquellos que proceden de la actividad y que por sus características nocivas, tóxicas o peligrosas o por su grado de concentración, requieren un tratamiento específico y un control periódico de sus efectos nocivos potenciales ya que pueden originar daños al medio ambiente o la salud de las personas.

La inclusión de un residuo dentro de una de estas categorías condiciona el tipo o la vía de gestión, desde el transporte del residuo hasta los requisitos aplicables sobre las instalaciones o métodos autorizados para su tratamiento.

Por otro lado, para la determinación de la vía correcta de gestión de los residuos industriales, hay que conocer las características constitutivas del residuo. A continuación detallaremos las vías de gestión de los residuos industriales para determinar si éstos son especiales, ello debido a que los residuos de fondos de tanque se encuentran dentro de esa categoría y son el foco del presente trabajo.

Caracterización de Residuos Industriales

La caracterización de un residuo conlleva un proceso analítico, que se realiza en laboratorios acreditados, en los cuales se determinan los parámetros constitutivos del residuo según dos criterios principales:

- Criterio de contenido, que da una idea de la composición y expresa el riesgo potencial de contaminación. Estos análisis se realizan sobre el mismo residuo.
- Criterio de comportamiento, que permiten conocer el comportamiento frente a situaciones simuladas, próximas a las que se verá sometido el residuo en la realidad. Estos análisis son realizados sobre un extracto del residuo, obtenido mediante un test de lixiviación o pruebas similares.

Por lo tanto, como podemos ver, para determinar si un residuo industrial es especial, además de realizar un análisis detallado de todas las sustancias que lo componen, también es necesario analizar y demostrar que cumple al menos una de las condiciones expresadas a continuación:

- Combustible.
- Corrosivo.
- Reactivo.
- Cancerígeno.

- Tóxico.
- Ecotóxico en los lixiviados.

Alternativas para la Gestión de los Residuos Industriales

Partiendo de los resultados de los análisis que detallamos anteriormente, se puede determinar una gestión óptima de los mismos, determinando su destino definitivo. Para esto se puede hacer uso de algunas de las técnicas que citamos a continuación:

E.1.- Comercialización, entendiendo como tal la operación de venta o transferencia de subproductos y materias o sustancias recuperadas para incorporarlas a otros procesos productivos, en el caso de los fondos de tanques, podemos pensar en que pueden transformarse en un insumo de procesos como los de fabricación de material para construir caminos asfaltados, entre otros. En esta alternativa de gestión se resalta la posibilidad de *reutilizar* el residuo, que debería ser la primer intención de todo generador de residuos.

E.2.- Tratamiento, en este caso pueden considerarse diversas posibilidades.

Las más relevantes son:

- Tratamiento físico-químico, donde se incluyen todas aquellas operaciones orientadas a la reducción o neutralización de su toxicidad, acondicionar la fracción de los que posteriormente puedan *reutilizarse* y destinar a un vertedero la fracción que no pueda ser reutilizada.
- Estabilización, es el conjunto de operaciones y procedimientos que se utilizan para la fijación de los compuestos solubles (lixiviables) de los residuos, para obtener un residuo final sólido y estable, admisible en un vertedero de residuos industriales.
- Oxidación húmeda, es la descomposición de compuestos orgánicos por la acción del oxígeno a temperaturas medias (150-350 °C) y presiones elevadas (10-220 bar).

E.3.- Disposición Final, la cual puede realizarse por diversos sistemas, de los cuales citaremos los más relevantes:

- Incineración, es el tratamiento térmico por excelencia de los residuos. La transformación básica se centra en la combustión de la materia orgánica del residuo con oxígeno del aire, para obtener compuestos más simples y energía calórica. Es un proceso con parámetros controlados donde mínimamente las partículas de materia deben estar expuestas a 982 °C por dos segundos de contacto. En este proceso se obtienen cenizas y escorias residuales de los componentes inorgánicos del residuo, que muchas veces deben ser tratados con cuidado.
- Inertización, proceso consistente en la estabilización de los lodos o cenizas mediante uso de compuestos químicos con el fin de hacerlos insolubles y sin reacción, de manera que garanticen su seguridad al destinarlo a vertederos controlados.
- Depósito controlado o Landfill, es la instalación para la deposición de los residuos industriales a diferentes profundidades medidas desde el nivel del suelo. Este tipo de instalaciones tienen que estar ubicadas en terrenos que permitan el confinamiento seguro de los residuos y de sus lixiviados.

- Landfarmig, es el tratamiento de residuos, principalmente en suelos contaminados con residuos biodegradables, residuos de fondos de tanques, etc., que consiste principalmente en ararlos (mediante el uso de técnicas agrícolas) con la finalidad de estimular el metabolismo de los microorganismos existentes en el suelo o material contaminado o microorganismos incorporados. Este tratamiento puede ser realizado "in situ" o "ex situ".
- Roadspreading, técnica que consiste principalmente en el regado de residuos líquidos en caminos con la finalidad de mejorar el grado de compactación de la superficie de rodadura de los mismos.

Adicionalmente, existe la posibilidad de utilizar la combinación de diversos métodos dependiendo de las características y volumen de los residuos. Un ejemplo de ello es la denominada técnica de:

- Utilización de barros empetrolados como material de mejoramiento de vías. Esa técnica combina el landfarming "ex situ", la homogenización del material contaminado y la disposición final del material tratado para mejorar la superficie de rodadura de caminos existentes.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO EN TANQUES DE ACERO PARA EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

El diseño para la construcción de tanques cilíndricos verticales para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos, incluye dentro de sus trabajos a realizar las siguientes obras

Alcances del Servicio:

- Construcción del nuevo muro de contra incendio.
- Construcción del anillo de cimentación del tanque; en consideración al Estudio de Suelos realizado.
- Construcción y montaje del tanque vertical.
- Construcción y montaje de los accesorios del tanque (escaleras, barandas, plataformas, manholes, termopozo, sumidero, regleta de medición de nivel, etc.).
- Construcción y montaje de las tuberías, válvulas y accesorios de recepción, despacho, drenaje, interconexión al sistema de líneas de solvente, etc.
- Arenado al metal blanco del tanque.
- Pintado exterior del tanque.
- Pintado interior del tanque.
- Construcción e instalación del pozo a tierra del tanque y la conexión a tierra.
- Emisión de los Cálculos y Tablas de Cubicación para su revisión y aprobación correspondientes.
- Compra e instalación de medidor de nivel.
- Al final de la obra se procederá con la limpieza del área de trabajo y la eliminación de los residuos sólidos (desmante u otros), y el material sólido impregnado con aceite será trasladado al lugar indicado para su posterior tratamiento o desecho.

La inversión realizada para la ejecución de las obras y para la obtención de los objetivos propuestos nos permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto.

5.1 RENTABILIDAD DE PROYECTOS

Valor Presente Neto

Es el valor presente del conjunto de flujos de fondos que derivan de una inversión, descontados a la tasa de retorno requerida de la misma al momento de efectuar el desembolso de la inversión, menos esta inversión inicial, valuada también a ese momento.

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+k)^j} - F_0$$

La regla es aceptar toda inversión cuyo valor actual neto es mayor que cero, obtenido descontando los flujos de fondos a la tasa de retorno requerida. El ranking de las inversiones en el criterio del valor presente neto se efectúa sobre la base al valor de éstos.

Se define el VAN como el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos).

La inversión VAN comienza un periodo antes de la fecha del flujo de caja de valor 1 y termina con el último flujo de caja de la lista. El cálculo del VAN se basa en flujos de caja futuros. Si el primer flujo de caja ocurre al inicio del período, el primer valor se deberá agregar al resultado del VAN.

Tasa de Rentabilidad

Es aquella tasa de descuento, que aplicada sobre los flujos de fondos esperados, genera un valor actual total de los mismos exactamente igual que el valor actual de la inversión considerada para obtenerlos.

Es decir, es aquella que satisface:

$$\frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \frac{F_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} - F_0 = 0$$

La regla de aceptación: Aceptar toda inversión cuya tasa sea superior a la tasa de retorno requerida.

Se define el TIR como la tasa interna de retorno de los flujos de caja. La tasa interna de retorno equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en períodos regulares.

Tasa de Rentabilidad Vs. Valor Presente Neto

La tasa de rentabilidad (i) es la tasa de descuento que hace el valor presente neto = 0.

Regla de aceptación bajo el criterio de la tasa de rentabilidad:

Que la tasa de rentabilidad (i) sea superior a la tasa mínima aceptable, o tasa de retorno requerida (k).

$$i > k$$

Regla de aceptación bajo el criterio de valor presente neto:

Que el valor presente neto sea mayor que cero, $VAN > 0$

Para el caso de una inversión individualmente considerada, se cumple que los resultados en cuanto a aceptación o rechazo obtenidos a través de la utilización de la tasa de rentabilidad, serán coincidentes con los del valor presente neto.

Utilidad Bruta:	Utilidad bruta = Ingresos – Egresos – Depreciación Lineal
Utilidad Neta:	Utilidad Neta = Utilidad Bruta – Impuesto
Impuesto:	Impuesto(%) = % (Utilidad Bruta), Asumimos, % =30%
Depreciación Lineal:	Depreciación Lineal = 10% Inversión Inicial (Valor asumido)
Flujo de Fondos:	Flujo de Fondos = Utilidad Neta + Depreciación Lineal

Valor Futuro vs. Valor Presente:

$$VF = VP(1 + i)^n$$

n = (tiempo años – año actual)

i = Tasa de rentabilidad

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^m}$$

m = tiempo años

IVA IVA = VAN / Inversión

PAYOUT Tiempo de retorno de la inversión en años

A continuación mostraremos un ejemplo para la estimación de la rentabilidad de proyectos en la construcción de tanques cilíndricos verticales para hidrocarburos líquidos.

Ejemplo de Aplicación: Rentabilidad del Proyecto – Construcción de un Tanque Cilíndrico Vertical de 5 MB para el Almacenamiento de Solvente de PETROPERU N° 3 en Refinería Conchán

FICHA DE PROYECTO

REFINERIA CONCHAN

LUGAR : Conchán

PARTIDA N° :

API N° :

NOMBRE : TANQUE DE SOLVENTE DE 5 MB

DESCRIPCION : Comprende :
- Adquisición de materiales e instalación de un (01) tanque con medidor de nivel para el almacenamiento de solvente de Petroperu N°3 de 5 MB:

INVERSION TOTAL : 135.0 MUS\$

EJECUCION 1998 : 135.0 MUS\$

FECHA DE TERMINACION 1999

JUSTIFICACION: Refinería Conchán para el mantenimiento de su operación a niveles actuales requiere incrementar la capacidad de almacenamiento del solvente para obtener mayores ingresos en sus ventas. Además el tanque nuevo facilitará el mantenimiento de los tanques de solvente existente. Este tanque será de servicio exclusivo para solvente N°3.
TECNICA

RENTABILIDAD ECONOMICA :

V A N : 122 MUS\$
T I R : 36.2%
PAY-OUT: 3.61 AÑOS

OBSERVACIONES :

Se cuenta con estudio preliminar de las zonas apropiadas para ampliar la capacidad de almacenamiento del tanque de solvente en Refinería Conchán.

RENTABILIDAD DEL PROYECTO

(M US\$)

TANQUE DE SOLVENTE DE 5 MB

AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	DEPREC. LINEAL	UTILIDAD BRUTA	IMPUESTO 30	UTILIDAD NETA	FLUJO FONDOS
0	135.0							(135.0)
1		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
2		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
3		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
4		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
5		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
6		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
7		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
8		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
9		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
10		72.8	5.4	13.5	53.9	16.2	37.7	51.2
Valor Actual Neto : (VAN-0):			15%	122.2	MUS \$			
Tasa Interna de Retorno (TIR) :			36.2%					
IVA =			0.90					
PAYOUT=			3.61	AÑOS				

TANQUE DE SOLVENTE DE 5 MB

INVERSION

MUS\$

Tanque de almacenamiento de 5 MB
Movimiento de tierras
Líneas y accesorios
Interconexiones
Medidor de Nivel

135.0

AHORROS

Incremento ventas (150-17 BDC)
Días/año
Margen comercialización

133.0 BDC

365.0

1.5 BDC

Total

72.8

COSTO MANTENIM.

4.0% Inversión

VALOR FUTURO	VALOR PRESENTE	PAYOUT		
0.00	0.00	0.00		
(546.15)	(135.00)	(135.00)		
180.26	44.56	(90.44)	1	0.00
156.75	38.75	(51.70)	1	0.00
136.31	33.69	(18.00)	1	0.00
118.53	29.30	11.30	0	0.61
103.07	25.48	36.77	0	0.00
89.62	22.15	58.93	0	0.00
77.93	19.26	78.19	0	0.00
67.77	16.75	94.94	0	0.00
58.93	14.57	109.51	0	0.00
51.24	12.67	122.17	0	0.00
			3.00	0.61

Comentarios: Ejemplo de Aplicación

La inversión realizada por el tanque de solvente fue de US\$ 135,000.00 y se espera recibir los ingresos durante los diez primeros años.

La tasa de costo - oportunidad de capital en Refinería Conchán para el periodo señalado es del 15 %.

Los ingresos del proyecto constituyen los ahorros obtenidos por un mayor incremento en las ventas. Los egresos están constituidos por los costos de mantenimiento.

Las ventas promedios para los solventes se estiman en el año de 1,998 en el orden de los 17 barriles por día calendario. Por la puesta de este nuevo tanque en funcionamiento las ventas ascenderían a los 150 barriles por día.

El tiempo de retorno de la inversión se estima en 3.61 años, sin considerar la devaluación del dinero a través del tiempo.

Listado de Materiales

Durante la construcción del tanque N° 46 se utilizó los siguientes materiales descritos a continuación. Esta lista tiene propósitos de referencia para futuras construcciones de tanques de almacenamiento en el sector.

CANT. REQUERIDA	UNID.	DESCRIPCION
1	EA	BRIDA CIEGA DE 6" Ø X 150 ASTM A-105
1	EA	BRIDA CIEGA DE 4" Ø X 150 ASTM A-105
3	EA	BRIDA DE CUELLO DE 2"ØX150 ASTM A-105 Gr. 1
1	EA	BRIDA de CUELLO DE 10"ØX150 ASTM A-105 Gr 1
10	EA	BRIDA de CUELLO DE 4"ØX150 ASTM A-105 Gr. 1
2	EA	BRIDA de CUELLO DE 8"ØX150 ASTM A-105 Gr. 1
7	EA	CODO SOCKET WELD DE ¾"ØX90X3000 ASTM A-105.
6	EA	CODO Weld 10"ØX45°XSCH40 ASTM A-234 Gr B.
2	EA	CODO Weld de 8"Ø 90 SCH40 ASTM A-234 Gr. B.
7	EA	CODO SOCKET WELD 1"ØX90° X 3000 ASTM A-105.
1	EA	CODO SOCKET WELD 1 ½"ØX90°X3000 ASTM A-105.
1	EA	CODO SOCKET WELD 1"ØX45° X 3000 ASTM A-105.
1	EA	CODO SOCKET WELD ¾"ØX45° X 3000 ASTM A-105.
1	EA	CODO SOLD DE 3"ØX45° SCH40 ASTM A-234 Gr. B
6	EA	CODO SOLD DE 2"ØX90° SCH40 ASTM A-234 Gr.B
1	EA	CODO SOLD DE 3"ØX90°XSCH40 ASTM A-234 Gr. B
2	EA	COPE ROSCADO DE 1"ØX3000 LB ASTM A-105 NPT
3	EA	COPE ROSCADO DE ¾"ØX3000 LB ASTM A-105 NPT
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 10"ØX4"Ø ASTM A-234 Gr. B
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 8"ØX4"Ø ASTM A-234 Gr. B.
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 6"ØX4"Ø ASTM A-234 Gr. B.
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 2"ØX1½"Ø ASTM A-234 Gr. B
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 2"ØX1"Ø ASTM A-234 Gr. B
3	EA	REDUCC CONCENT SOLD ¾"ØX1/2"ØX3000 ASTM A-105
1	EA	REDUCC CONCENT SOLD 4"ØX3" Ø ASTM A-234 Gr. B
1	EA	TAPON ROSCADO DE 1 ½ "Ø X 3000 ASTM A-105
3	EA	TEE SOCKET WELD. 1"Ø ASTM A-105 X 3000 LB
1	EA	TEE SOCKET WELD. 1 ½"Ø ASTM A-105X3000 LB
4	EA	TEE SOCKET WELDING 3/4"Ø ASTM A-105X3000 LB
2	EA	TEE SOLDABLE DE 2" Ø SCH40, ASTM A-234 Gr..
1	EA	TEE SOLDABLE DE 3"ØSCH 40, ASTM A-234 Gr.B.
1	EA	TEE SOLDABLE DE 4"ØSCH 40, ASTM A-234 Gr.B.
1	EA	COPE ROSCADO DE 1½"ØX3000 ASTM A- 105 NPT
4	EA	VALVULA COMPUERTA DE 4"ØX150 ASTM A-216WCB
2	EA	VALV GATE SOCKET WELD ¾"ØX800 ASTM A-105
1	EA	VALV GATE SOCKET WELD 1½"ØX800 ASTM A-105
7	EA	VALVULA GLOBO SOCKET WELD 1"ØX800 ASTM A-105
1	EA	VALVULA GLOBO SOCKET WELD 1/2"ØX800 ASTM A-105
1	EA	VALVULA GLOBO SOCKET WELD.¾"ØX800 ASTMA-105
40	FT	TUBERIA DE ¾" Ø SCH 40 ASTM A-53

CANT. REQUERIDA	UNID.	DESCRIPCION
500	FT	TUBERIA DE 4" Ø SCH 40 ASTM A-53
1	SH	PLANCHA DE 5' X 10' X 1/2" ASTM A-36
1	SH	PLANCHA DE 5' X 10' X 3/8" ASTM A-36
32	SH	PLANCHA DE 5' X 20' X 1/4" ASTM A-36
13	SH	PLANCHA DE 5' X 20' X 3/16" ASTM A-36
26	SH	PLANCHA DE 5' X 20' X 5/16" ASTM A-36
10	SH	PLANCHA ESTRIADA DE 4' X 8' X 1/4" ASTM A-36
13	EA	PERFIL ESTRUCTURAL C10X15,3 X 20" ASTM A-36
18	EA	PERFIL ESTRUCTURAL C4 X 5,4 X 20" ASTM A-36
28	EA	PERFIL ESTRUCTURAL L 2X2X1/4"X20" ASTM A-36
2	EA	PERFIL ESTRUCTURAL L1 1/2"X1 1/2X3/16"X20"ASTMA-36
1	EA	PERFIL ESTRUCTURAL L 3X21/2X1/4X20"ASTMA-36
2	EA	PERFIL ESTRUCTURAL L 3X3 X 1/4 X 20" ASTM A-36
120	EA	FIERRO REDONDO LISO DE 3/4 " Ø ASTM A-307
2	EA	PLATINA DE 1" X 3/16" X 20" ASTM A-36
2	EA	PLATINA DE 2 1/2" X 1/4" X 20 ASTM A-36
8	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC. 5/8"ØX3 1/4"ASTMA- 193B7
40	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC 5/8"ØX3 3/4"ASTMA-A- 193B7
11	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC 5/8"ØX3" ASTM-A 193B7
72	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC 7/8"ØX4 3/4"ASTM-A- 193B7
22	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC. 3/4"ØX1 1/2" ASTM A- 193B7
16	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC. 3/4"ØX4 3/4" ASTM A- 193B7
168	EA	ESPARRAGO CONTINUO AC 5/8"ØX3 1/2"ASTM-A- 193B7
10	ML	TORNILLOS AUTORROSCANTES 1/4"Ø 1/2" CAB. HEXAGONAL
1	EA	SISTEMA DE REGLETA DE MEDICION 6700 – BL – 41 F
1	EA	TAPA VAREC DE 8" Ø 4320 VAREC

Comentarios:

La inversión destinada dentro del presupuesto para la construcción del tanque N° 46 en Refinería Conchán en el año de 1,998 ascendió a un monto de US\$ 135,000.00 (ciento treinta y cinco mil dólares americanos), la cual incluye los alcances del servicio descritos anteriormente, más la compra de un sistema de medición de nivel del tipo Servo modelo 854 XTG con una precisión de $< \pm 1$ mm (± 0.04 "") y una precisión para la medición de temperatura de ± 0.1 °C (± 0.18 °F), protección IP65 (NEMA4) a prueba de explosión, intrínsecamente seguro.

ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA CONSTRUCCION DEL TANQUE N° 46

Lista de Especificaciones Técnicas	Normas y Especificaciones Utilizadas
Soldadura de Tanques	PETROPERU
Soldadura de Tuberías de Acero al Carbono.	Norma ANSI/ASME: Boiler & Pressure Vessel Code, Section V; Nondestructive Examination. Norma ANSI/ASME # B-31.3: ASME Code for Pressure Piping. Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
Prueba de Soldadores - T.	PETROPERU
Instalación de Tuberías y Accesorios.	Norma ANSI/ASME # B16.5: Pipe Flanges and Flanged Fittings. Norma ANSI/ASME # 16.20: Ring-Joint Gaskets and Grooves for Steel Pipe Flanges Norma ANSI/ASME # B16.21: Non-metallic Flat Gaskets for Pipe Flanges. Norma ANSI/ASME # F-104: Standard Classification System for Nonmetallic Gasket Materials.
Prueba Hidrostática de Tuberías.	PETROPERU
Instalación de Capa de Sand Oil.	PETROPERU
Arenado al Metal Blanco.	Especificación ESP-019: Pintado de Superficies de Acero.
Construcción y Prueba de Tanques.	API-650: Welded Steel Tanks for Oil Storage, Spec. for. ASTM A-36: Spec. for Structural Steel. ASTM A-283-C: Spec. for Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates. ASTM A-307: Spec. for Low-carbon Steel Externally Threaded Standard Fasteners. AWS A5.1: Spec. for Line pipe. ANSI B16.5: Pipe Flanges and Flanged Fittings.
Instalación y Soldeo de Fondo de Tanque.	PETROPERU
Construcción del Pozo a Tierra.	PETROPERU

5.2 ANALISIS ECONOMICO: CONVERSION DE TANQUES DE TECHO FIJO A TECHO FLOTANTE VS. INSTALACION DE SABANAS FLOTANTES

Existen en Refinerías, Plantas Petroquímicas y demás industrias vinculadas con el almacenamiento de hidrocarburos líquidos, una serie de programas de adecuación al medio ambiente. Entre ellos, se contempla la conversión de tanques para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos del tipo cilíndricos verticales de techo fijo, que fueron originalmente construidos de esta forma y que actualmente no cumplen con las nuevas reglamentaciones en materia ambiental.

Por lo tanto, surge la necesidad de transformarlos a tanques de techo flotante o simplemente adecuarlos para la instalación de una sábana flotante interna.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de las actividades a realizar en un tanque de 120 pies de diámetro para instalarle una sábana flotante versus las actividades a realizar para convertirlo en un tanque de techo flotante. No se consideran las actividades comunes ya que este cuadro pretende comparar costos diferenciales (MUS\$).

Instalación de sábana flotante		Conversión de tanque de techo fijo a flotante	
- Reparación del techo y vigas	1.39	- Retiro del techo y estructuras	1.00
- Reemplazo y acondicionamiento de sistema de columnas soporte del techo.	1.72	- Construcción de techo flotante y pintado.	9.63
- Suministro e instalación de sabana flotante (incl. sello)	10.46	- Suministro e instalación de sello.	2.12

	13.57		12.75

Como se puede apreciar resulta más económico un techo flotante que una sábana flotante. Si consideramos hipotéticamente, en el caso de la sábana, que el techo del tanque se encuentra en buen estado y las columnas no necesitan adecuación tendríamos un factor de 10.46 vs. 12.75 del techo flotante, pero si tomamos en cuenta que la duración de un techo flotante es mayor que la de una sábana flotante resulta más económico considerar la alternativa de conversión de un tanque de techo fijo a techo flotante.

Luego de lo explicado en los capítulos precedentes se concluye que los techos flotantes por el hecho de mantenerse en contacto con los líquidos almacenados disminuyen considerablemente las emisiones por evaporación lo cual trae un doble beneficio.

Proteger el medio ambiente.

Evitar pérdidas por evaporación.

La conversión de un tanque de techo fijo a techo flotante es una inversión recuperable a corto plazo y una alternativa viable y atractiva desde el punto de vista técnico y económico pues permite ampliar considerablemente los periodos entre inspecciones generales de los tanques, comparados con los que tienen instaladas sábanas flotantes.

CAPITULO VI RECOMENDACIONES

Las recomendaciones presentadas a continuación enfatizan razones de orden técnico inherentes al diseño de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos; así como, a las principales medidas correctivas que se deben implementar con el fin de minimizar el impacto ambiental ocasionado por la operación de los tanques en refinerías y plantas petroquímicas.

Un adecuado diseño, construcción y montaje de los equipos, permitirá evitar la corrosión severa de la estructura y garantizará un mayor tiempo de vida útil a los tanques de acero para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos..

Si en la etapa inicial del diseño del proyecto no se calculó adecuadamente los esfuerzos a los que son sometidas las estructuras, estos defectos podrían eventualmente ocasionar una severa corrosión. Es importante también considerar la adecuada selección de los materiales, es decir, la metalurgia del equipo. La presencia de materiales disímiles, provoca la corrosión galvánica. Si durante la etapa de construcción y el armado de las estructuras (trabajos de corte y soldadura), se presentan defectos como inclusiones en la soldadura, falta de penetración, falta de flexibilidad de las tuberías, estos también ocasionan problemas serios que comprometerían la integridad estructural, generando fuga de productos a través de los equipos. Asimismo, es importante no someter a los tanques de acero a condiciones de operación para los cuales no han sido diseñados, como excesivas vibraciones, altas temperaturas, etc.

El estándar mínimo requerido para la construcción en el almacenamiento de hidrocarburos líquidos son los tanques cilíndricos verticales, que han constituido el objeto principal de este estudio. Sin embargo, para productos altamente inflamables como las gasolinas, algunos tipos de crudos o solventes muy volátiles de bajo punto de inflamación; se recomienda la construcción de tanques de techo flotante de manera obligatoria.

Se recomienda, siempre que los costos no sean muy excesivos, localizar los tanques bajo tierra con el fin de reducir las emisiones al medio ambiente. Esto se consigue por disminuir la variación de la temperatura durante el día y la noche por efecto de la radiación emitida por los rayos solares. Muchas veces esto se justifica cuando se tiene limitaciones de espacio y de terreno para la construcción de tanques cilíndricos sobre tierra.

Se recomienda que los tanques sean fabricados siguiendo los lineamientos de los Estándares Internacionales (API-650), las normas técnicas y las especificaciones sugeridas en los Capítulos I y II del presente trabajo.

Es necesario señalar que la primera voz de alerta o recomendación válida en materia de planificación y seguridad ambiental lo constituye la **prevención**.

La prevención puede ser la mejor herramienta para reducir las pérdidas económicas y aliviar las responsabilidades ambientales.

Típicamente las refinerías pierden desde el 0.8 % al 1.2 % del movimiento total del producto como pérdidas de hidrocarburos (evaporación), aunque esto varía dependiendo de los productos. Siendo las pérdidas en los tanques de almacenamiento (offsite losses), 30 % de las pérdidas totales del complejo de procesamiento. De igual manera, los derrames y fugas producidas en estos tanques podrían requerir de una gran inversión en materia de recuperación del suelo y de la capa freática si esta resultara estar contaminada con filtraciones de aceite.

Es por esta razón que toda refinería debe implementar un programa de control integral, que involucre un programa de reducción de pérdidas y un sistema de gestión integrado, monitoreos de las condiciones operativas hasta implementar proyectos de capital de costo efectivo que minimicen los efectos nocivos al medio ambiente, producto del funcionamiento de los tanques.

Usando guías consolidadas sobre la base a la experiencia y estudios, la Industria de Procesamiento de Hidrocarburos (HPI) cuenta con compañías y sistemas que ayudan a alcanzar tales objetivos.

- ❖ Control de corrosión y de protección contra derrames (geomembranas, liners).
- ❖ Sistemas de refrigeración y de protección contra incendios y explosiones.
- ❖ Control de inventarios y medición de nivel.
- ❖ Control de pérdidas de hidrocarburos y emisiones.
- ❖ Blanketing de tanques y sistemas de recuperación de vapor.
- ❖ Implementación de sistemas de control integrado en la industria petrolera, etc.

CAPITULO VII CONCLUSIONES

El presente proyecto de tesis ha pretendido mostrar las nociones básicas de diseño en la construcción de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, especialmente de los tanques cilíndricos verticales de techo fijo (aboveground tanks) y de los tanques de techo flotante, que son característicos de las refinerías de nuestro país. Sus especificaciones técnicas y material en general, pueden servir de modelo para la construcción de nuevos tanques de almacenamiento de productos de petróleo.

Estos tanques de almacenamiento, inevitablemente causan gran degradación ambiental al agua del subsuelo, al espacio y a la tierra que los rodea. Por lo tanto, se busca, no sólo atenuar sus efectos adversos, sino que además, fomentar la conciencia entre funcionarios y personal encargado de este tipo de operaciones, de controlar e invertir en favor de la conservación ambiental, del ahorro de vapor y la reducción de las emisiones.

Los procesos anteriormente descritos y sugeridos han demostrado su eficacia para atenuar los problemas que antes causaban un deterioro importante sobre el impacto ambiental.

El tanque de almacenamiento (Tanque N° 46), puesto en operación en Refinería Conchán, fue diseñado siguiendo las principales consideraciones y especificaciones técnicas presentadas en este trabajo. Fue diseñado para operar almacenando Solvente de PETROPERU N° 3, resistiendo cargas y esfuerzos, así mismo capaz de soportar resistencia al volteo por acción del viento y fenómenos sísmicos.

Ha sido construido con un techo fijo del tipo cónico soportado con una columna central, con unión débil en la junta techo-cilindro (anillo de compresión), capaz de proporcionar alivio frente a cualquier evento inesperado de ignición y una válvula de alivio de presión y vacío. Actualmente cuenta con un medidor de nivel del tipo mecánico Servo Operado para el control de sus inventarios, así como un sistema de refrigeración del tipo de superficie fija y una cámara de espuma. La pintura es el único medio de protección contra la corrosión actual, así como un adecuado control de inspección y mantenimiento. No cuenta con protección catódica, ni corriente impresa. Asimismo, cuenta con un pozo a tierra para liberar la carga estática. Este tanque se construyó siguiendo las especificaciones de la norma API-650 para tanques atmosféricos y las reglamentaciones existentes para el control del impacto ambiental y la protección contra incendio y explosiones.

Durante la puesta en operación del tanque de almacenamiento, la compañía inspectora señaló algunas observaciones las cuales fueron levantadas oportunamente para obtener la licencia de funcionamiento, por medio del cual el tanque se encuentra operativo desde el año de 1,998.

La operación de este tanque en Refinería permitió proporcionar una mayor capacidad de almacenamiento independiente para el solvente de PETROPERU N° 3. Por consiguiente, se obtuvo un ahorro anual debido al incremento en la venta del solvente de 72.8 MUS\$. La inversión por las obras realizadas constituidas en el alcance del servicio, ascendió a los 135,000 MUS\$ con un VAN = 122.2 MUS\$ y un tiempo de retorno de la inversión de casi 4 años.

En adición, podemos señalar que el petróleo es el recurso más valioso de nuestro planeta y de invaluable importancia por lo que representa para la comodidad de nuestra vida diaria. Infortunadamente, el petróleo y la industria petroquímica han ocasionado un gran deterioro al medio ambiente. La capacidad de quemar combustibles introdujo en el mundo un nuevo factor en los cambios climáticos, cuya importancia recién hemos notado y cuyas proyecciones son alarmantes. Desde la revolución industrial hemos echado a la atmósfera diversos gases, de los cuales 300 mil millones de toneladas son de anhídrido carbónico de larga vida, del cual la mitad permanece todavía allí. Al bloquear la radiación del calor de la tierra, el CO₂ eleva la temperatura global, aumento que se traduce en fracciones de grado al año. Al cabo de unos años se traduce en varios grados, con consecuencias palpables para el clima.

En la lucha por preservar el medio ambiente, la industria latinoamericana de refinación, crea y optimiza sus procesos. Los constantes cambios de los mercados consumidores, sumados a las crecientes restricciones que imponen las rigurosas leyes de protección ambiental, están obligando a las empresas de refinación a volverse más flexibles, adaptables e innovadoras.

El problema, que afecta por igual a los países exportadores y/o importadores de petróleo es muy serio, porque a medida que sube el consumo interno de productos refinados, disminuye el volumen mundial disponible de crudos livianos y aumenta el de los más pesados, más difíciles de refinar y generalmente cargados de contaminantes nocivos para el medio ambiente – principalmente compuestos de azufre y de nitrógeno, amén de los metales pesados que envenenan los catalizadores.

El resultado es que la refinación se hace cada vez más difícil y costosa, porque, continuamente, los gobiernos locales imponen más restricciones conducentes a despejar de sus centros urbanos la atmósfera contaminada.

Con el fin de responder al apremiante desafío, las empresas refinadoras modernizan sus plantas existentes o instalan nuevas unidades para elaborar productos crecientemente limpios – especialmente gasolinas y aceite diesel para vehículos automotrices y demás motores de combustión interna. Esta tendencia, que tiene ya un profundo arraigo en los países industrializados, empieza a hacer eco en América Latina.

Un 30 % de esta contaminación ambiental generada en refinerías y en plantas petroquímicas es producida en las operaciones de carga / descarga de productos; es decir, en la batería de tanques de almacenamiento. Nuestro país, que actualmente cuenta con numerosas estaciones de servicio para el almacenamiento de hidrocarburos y con 2 refinerías muy importantes por su elevada capacidad de procesamiento, y con la introducción en los próximos años del gas natural procedente de Camisea, deberá empezar a adecuar sus leyes en lo que a materia ambiental se refiere. Siendo Osinerg el organismo encargado de velar por el cumplimiento de la legislación vigente.

Como consecuencia, cada vez, es mayor la necesidad de construir tanques del tipo "Underground Tanks" que los típicos "Aboveground Tanks" que son muy conocidos. Del mismo modo, incentivar la construcción de tanques de techo flotante para la conservación del vapor. Muchas veces la diferencia se encuentra en materia de costos, pero la mayor preocupación es la adecuación de la reglamentación de nuestro país para estar a la altura de la reglamentación Norteamericana que debemos tomar como base.

Asimismo, toda refinería y/o planta petroquímica deberá implementar sus propios Sistemas de Gestión Integrado del Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacionales que permitan asegurar la continuidad de la empresa y su competitividad frente a aquellas que no la poseen.

Los seres humanos queremos para nosotros y las futuras generaciones un lugar limpio para vivir, agua pura para tomar, que el aire que respiramos esté limpio y vivir en un mundo a salvo de los tóxicos peligrosos, pero queremos también los beneficios de la invaluable energía, para poder manejar nuestros carros, volar los aviones, tener artefactos eléctricos por doquier, mantener hogares calientes en invierno y, porque no, fríos en verano, como también necesitamos las medicinas y los plásticos hechos desde hidrocarburos, por esto que debemos reconocer que existe la necesidad de mantener un fino equilibrio entre beneficios de esta invaluable energía y los riesgos asociados con todas las actividades humanas, incluyendo las de la industria.

Afortunadamente, todas las actividades de la industria del petróleo tienen opciones para utilizar efectivas técnicas que pueden minimizar o eliminar estos riesgos, por lo que es menester de toda organización que se precie de sustentable, elegir entre esas técnicas la más adecuada para cada caso particular.

Debemos concluir en todos los casos a incentivar la buena práctica de la conservación ambiental a través de la prevención, el control a través de la legislación vigente y a dar prioridad a los proyectos en el orden técnico – económico, a todos aquellos que fomenten la conservación del vapor y la protección contra el riesgo de fugas y derrames en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

CAPITULO VIII

BIBLIOGRAFIA

- ✓ **MANUAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN PLANTAS QUIMICAS Y PETROLERAS**
J. M. Storch de Gracia
Fundamentos y Evaluación de Riesgos
Volumen I y II
- ✓ **CURSO DISEÑO MECANICO**
Oscar Muroy Muroy
Tanques de Almacenamiento Capítulo IV
Volumen I
PETROLEOS DEL PERU
- ✓ **WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE**
API Standard 650
Ninth Edition, July 1963
PETROLEOS DEL PERU
- ✓ **RESISTENCIA DE MATERIALES**
V. I. Feodosiev
Capítulo X Placas y Bóvedas
Editorial Mir Moscú
- ✓ **MANUAL DE RECIPIENTES A PRESION**
Eugene F. Megyesy
Diseño Y Cálculo
- ✓ **FISHER TAG MANUAL FOR INSPECTORS OF PETROLEUM**
Fisher Scientific
- ✓ **LEY ORGANICA DE HIDRICARBUROS Y REGLAMENTOS**
Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Hidrocarburos, Ley N° 26221
- ✓ **BIBLIOTECA DEL INGENIERO QUÍMICO**
Robert H. Perry
Cecil H. Chilton
McGraw-Hill
Volumen VI
- ✓ **ORGANIC LIQUID STORAGE TANKS**
Tanks 4.0 (Software EPA (Web Site: <http://www.epa.gov/ttn/chief/index.html>))

Revistas:

Hydrocarbon Processing

Agosto 1999:	Reduce HC losses Plant - Wide Part 1, pág. 97
Septiembre 1999:	Reduce HC losses Plant - Wide Part 2, pág. 59
Marzo 2000:	Controlling Vessels and Tanks, pág 101
Mayo 2000:	Secondary Containment Liners for Tanks, pág. 81
Julio 2000:	Secondary Containment Liners for Tanks, pág. 40
Septiembre 2000:	Microwave Technology Breaks Oil Emulsions, pág. 38
Octubre 2000:	Capital Cost Estimating, pág 93
Mayo 2001:	Pulse Radar for mm – Precision in Tank Gauging, pág. 65

Chemical Engineering

Octubre 1999:	Improve the Fire Protection of Pressure Vessels, pág. 193
Febrero 2000:	Reduce Solvent Emissions, pág. 119
Marzo 2000:	Cracking Down on Corrosion, pág. 74
Julio 2000:	Pressure Vessel Maintenance, pág. 68
	Evaluate the Options for Measuring Process Levels, pág. 69
Agosto 2000:	Estimating Product Costs, pág. 86
	Controlling VOC Emissions During Waste Water Treatment, pág. 113
Noviembre 2000:	Bulk Storage Tanks for Acids & Solvents, pág. 76

Petróleo Internacional

Agosto 2001:	América Latina Crea y Optima Procesos, pág. 14
--------------	--

Seminarios

DISEÑO, MANTENIMIENTO E INSPECCION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Refinería Talara

Petróleos del Perú

ANEXOS GENERALES

i) **GUIA PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS DE HIDROCARBUROS EN PLANTAS**

Para desarrollar un programa de reducción de pérdidas de hidrocarburos (HC), un acercamiento al sistema y a la naturaleza del problema resulta ser de utilidad. Así, toda información básica y relevante debe ser definida, la cual incluye nociones, principios, conceptos y reglas que no resultan estar fácilmente disponibles. Su conocimiento mejora el entendimiento conceptual y facilita el análisis del problema. Muchos de estos conceptos básicos que influyen en la HPI (Hydrocarbon Processing Industry) son los siguientes:

❖ Hacer balances de materia a niveles macro y micro.

Cuando los materiales son consumidos en una operación de manufactura, ellos pasan a través de varios procesos y unidades operativas. En cada estado, algunas pérdidas son inevitables. La naturaleza de estas entradas y salidas deciden los límites dentro de los cuales las pérdidas de hidrocarburos deben ser monitoreados y controlados. (Fig. 1)

❖ Cálculo de todas las pérdidas de masa.

Todos los materiales de proceso son difícilmente cuantificados debido a áreas desconocidas de pérdidas de hidrocarburos. Además, los métodos de medición tienen inexactitudes. A veces, el balance de materia cuantifica más del 100 %. Pero, para una base referencial tomada en el balance de masa, esto resulta ser sólo una imposibilidad científica y puede ser atribuida únicamente a un error en la cuantificación. En un volumen de base, esto es posible si la conversión ocurre en una unidad de proceso; por ejemplo, en una FCCU. Por lo tanto, la base de una cuantificación de pérdidas es siempre un balance de masa. Uno debe esforzarse por cuantificar la pérdida de masa total. Es difícil pero no imposible.

❖ Las pérdidas pueden ser reales o irreales.

Las pérdidas calculadas pueden ser de dos tipos - reales e irreales. Las pérdidas reales miden la cantidad de hidrocarburos, las cuales no son usadas por la planta y son físicamente pérdidas a través de rutas tales como el venteo a la atmósfera, efluentes (waste water), etc. Las pérdidas irreales cuantifican como una notificación de las pérdidas calculadas y ocurren solamente debido a errores de medición, por dejar de cuantificar, cuantificar dos veces y/o a delineamientos ambiguos del límite de batería de la planta.

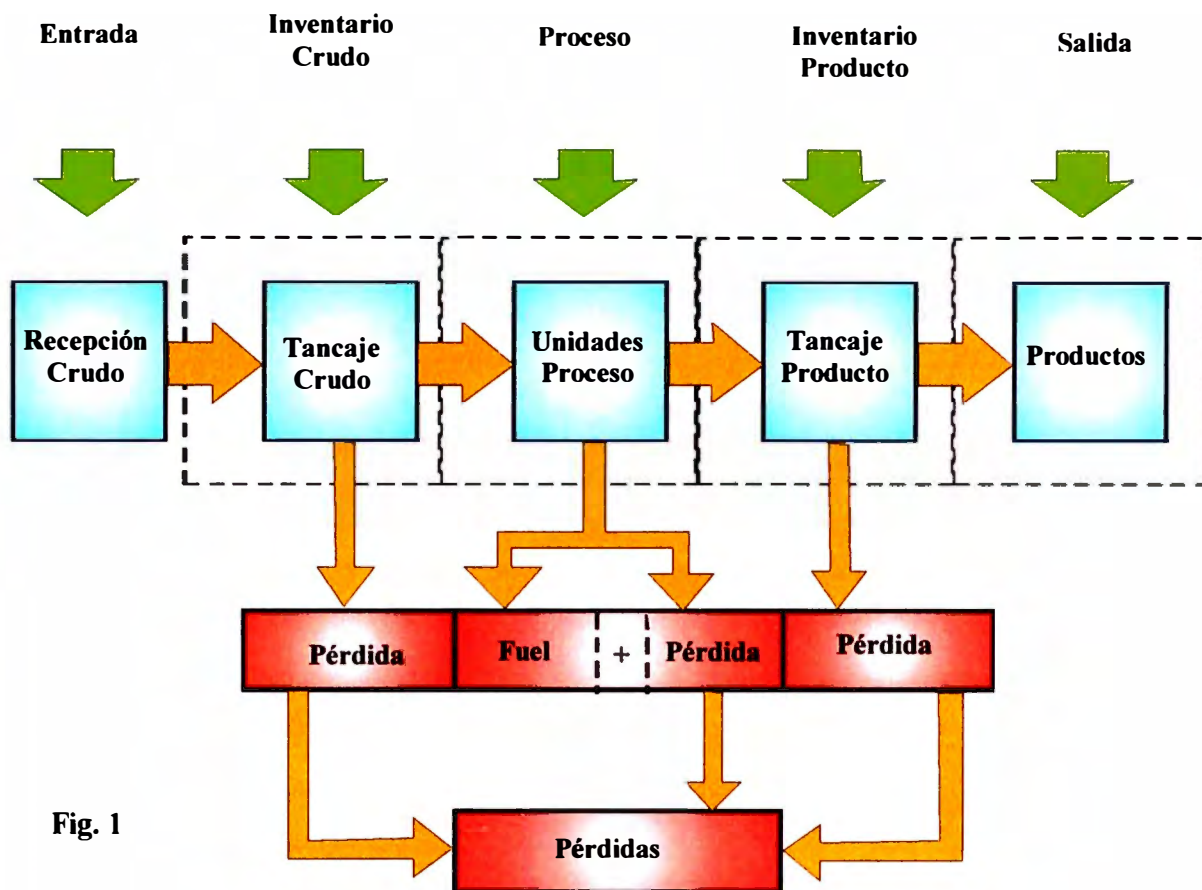


Fig. 1

- ❖ Las pérdidas en plantas similares pueden ser diferentes, aún comparables.
Las pérdidas varían de planta en planta y ocurren debido a diferencias en las características del diseño, condiciones climáticas y en la productividad de los empleados. Aún en una misma planta, las variaciones en las pérdidas tienen una relación directa con el movimiento de la planta (throughput) y con las condiciones climáticas. Para propósitos de comparación, es necesario obtener las pérdidas estimadas de otras plantas similares. Esto permite al menos conocer el orden de valor de la magnitud y ayuda a establecer algunos objetivos.
- ❖ Las condiciones del tiempo (clima) tienen efectos significantes en las pérdidas.
Las pérdidas calculadas consisten de un componente de pérdida fijo y un componente de pérdida variable. Así, las pérdidas calculadas por unidad de peso incrementan con el movimiento más grande de la planta (throughput) y la pérdida porcentual o pérdida específica (definida como la relación de pérdida de carga a producto) disminuye con los más altos movimientos de la planta (throughput).

Lo último pasa sólo por encima de la capacidad de planta denominada "confortable"; después de ese nivel, las pérdidas específicas aumentan debido a las limitaciones críticas del funcionamiento (duty) del equipo. Esto se vuelve más evidente cuando los datos del clima para el verano y el invierno son analizados separadamente. En el verano se producen las mayores pérdidas de hidrocarburos.

❖ Identificar los errores o estimar estos.

Una medición confiable es un pre-requisito cuando se calculan las pérdidas en plantas. Los errores en la medición de las materias primas y de los productos finales afectarán la cuantificación de las pérdidas en la planta. Un pequeño error cometido en la medición de las pérdidas en una gran corriente de carga o de producto puede hacer una diferencia substancial en las pérdidas calculadas. También un gran error en una corriente pequeña puede tener un efecto insignificante. En la acumulación, algunos errores sobre un periodo se cancelan. Por ejemplo, en un balance de masa diario se exhibirá grandes errores y en los balances semanales, mensuales y anuales se exhibirán progresivamente errores más pequeños. Cuando no es posible cuantificar todas las pérdidas exactamente, se deben usar juicios basados en la experiencia más que dejar estos como pérdidas desconocidas. A veces, este tipo de estimaciones genera grandiosos resultados.

❖ Reducir las pérdidas es descubrir cuando las pérdidas no calculables son medidas.

El porcentaje de pérdidas no cuantificadas es una medida del área no conocida y debe ser minimizada. El esfuerzo debe progresivamente reducir a cero las pérdidas no cuantificadas.

❖ Los cálculos exactos de los productos intermedios son importantes.

La cuantificación de los productos intermedios refleja el balance de materia de la planta, corrientes arriba y corrientes abajo. Es frecuente, que una pérdida inusual excesiva en una planta, corrientes arriba, junto con una ganancia, corrientes abajo, es descrita como una sobre cuantificación del producto intermedio, y viceversa.

❖ Usar la química del proceso para el balance de componentes.

Para un complejo petroquímico, el conocimiento completo de la química del proceso ayuda tremendamente cuando se identifica todas las salidas de materiales. .

❖ Las pérdidas de material "material loss" y las pérdidas de carga "yield loss" son diferentes

Un balance de materia en un proceso industrial es una exacta cuantificación de todos los materiales que entran, salen, acumulan (o son generados), y agotados (o son destruidos) en el curso de un tiempo dado de operación. El balance de materia será cero en todos los aspectos incluyendo las corrientes recicladas. Contrariamente, la fabricación de un producto (yield product), manufacturada en un proceso industrial, es su exacta cuantificación en referencia a la materia prima clave.

- ❖ El trabajo del proceso (Work in Process -WIP) debe ser calculado.
Es importante cuando se cuantifica cualquier acumulación o agotamiento de hidrocarburos dentro del límite de batería de la planta. Este es de dos tipos - variable y fijo. El WIP variable, implica cuantificar y medir el contenido de hidrocarburos de varios recipientes de almacenamiento en equilibrio (surge vessels) dentro de las unidades de proceso. El WIP fijo, implica cuantificar y medir varios recipientes que no son de equilibrio (non surge vessels) tales como acumuladores, columnas, reboilers, tuberías, etc.

- ❖ Definir los objetivos claros para el control de pérdidas.
El primer objetivo de un programa de control de pérdidas consiste en reducir la medición de errores mientras se cuantifican las pérdidas. Se deben eliminar las causas y reducir la cantidad de pérdidas reales a un nivel justificado por las consideraciones económicas y ambientales.

- ❖ Concentrar los esfuerzos en la reducción de pérdidas es recompensado.
Las pérdidas incurridas dentro del límite de batería en las operaciones de manufactura (excluyendo offsites), de una refinería dada o de un complejo petroquímico es alrededor del 60 al 80 % de todas las pérdidas cuantificadas del complejo entero.

- ❖ Eliminar las fugas donde sea posible.
Las pérdidas visibles e invisibles generalmente ocurren a través de drenajes, fugas y sobre flujos.

- ❖ Chequear el efluente del límite de batería.
Cualquier pérdida física a través de la corriente del efluente constituye una pérdida real.

- ❖ Chequear los venteos de las plantas.
Las pérdidas de los hidrocarburos a través de los venteos es difícil de controlar desde que las corrientes gaseosas escapan a través de un número de venteos. No siempre es posible equipar todas las salidas con apropiados instrumentos de medición.

- ❖ Nunca limitar el enfriamiento del tope.
Las bajas temperaturas ambientales permiten los más altos movimientos de planta (plant-throughputs) y/o ayudan a reducir las pérdidas de planta. Las condiciones climáticas cálidas adicionan pérdidas de hidrocarburos. Por lo tanto, no debe haber ningún compromiso con las capacidades de enfriamiento del tope y con los regímenes de circulación del agua. Ocasionalmente, los regímenes de circulación son reducidos por conservar los costos de la energía de bombeo. Pero esto debe revisarse con las pérdidas de hidrocarburos ligeros, si es que las hay. Esto no debe ser realizado inadvertidamente.

- ❖ Chequear el desempeño de los condensadores de agua.
El enfriamiento irregular o inadecuado es una causa de grandes pérdidas a través de los venteos de planta. El desempeño de los condensadores de agua debe ser periódicamente chequeado.
- ❖ Chequear los sistemas de vacío.
Todos los sistemas de vacío deben ser probados contra fugas de aire atmosférico y/o gas inerte.
- ❖ Apagado (Shut down) de las plantas causan pérdidas mayores.
Las paradas de emergencia pueden causar una significativa pérdida de hidrocarburos.
- ❖ Ser cauteloso con los residuos calientes.
La cuantificación de los residuos siempre es difícil y controversial.

PASOS REQUERIDOS PARA LA ORGANIZACION DE UN PROGRAMA DE REDUCCION DE PERDIDAS

Un estudio programado es esencial para reducir las pérdidas de hidrocarburos. Así, uno debe esforzarse por ser lo más sistemático y metódico como sea posible. A veces, se tiene que desafiar y corregir (enmendar) los procedimientos. No es fácil, pero es esencial para poder manejar el error de las mediciones. Un gran esfuerzo será necesario para identificar los orígenes de las pérdidas y cuantificarlas la primera vez. Después de esto, el proceso requerirá sólo un esfuerzo para corregirlas. Tanto las observaciones a nivel macro y micro son necesarios para proyectar adecuadamente las causas y las cantidades de las pérdidas, y desarrollar las medidas correctivas para alcanzar las metas programadas de reducción de pérdidas.

Estos pasos son los siguientes:

Organizar un Equipo con un Coordinador

Reducir y controlar las pérdidas de plantas requiere el esfuerzo de un equipo guiado y sostenido. Aquellos que laboran en el área de operación, mantenimiento y seguridad son definitivamente quienes desempeñarán el rol activo. Otros que no están involucrados en las operaciones cotidianas pero que tienen las habilidades necesarias conceptual/humana/técnica deben ser dejados al cuidado para las tareas de coordinación.

Para cubrir la complejidad de las operaciones, el coordinador puede ser asistido por un comité dirigido, que tendrá a los representantes apropiados de la unidad, trabajando como coordinadores del área local. Para ser efectivo, el comité deberá reportar al jefe de operaciones.

Delinear las Reglas del Juego

Todos los miembros involucrados en el esfuerzo de reducción de pérdidas deben ser conocedores de las reglas del juego tales como:

El objetivo primario es reducir las pérdidas por unidad de carga de alimentación o del producto clave final de cualquier forma que esta pueda presentarse. Por lo tanto, todos los esfuerzos deben ser direccionados hacia alcanzar este objetivo.

Todos los miembros del equipo deben reconocer que la reducción de pérdidas es un esfuerzo recompensado. Este ahorra materias primas / productos o al menos el slop reprocesable y es ambientalmente amigable. Los logros son siempre compensados con los esfuerzos.

No deben ocurrir efectos adversos injustificables en la producción, calidad, factor de servicio de planta y problemas ambientales. La seguridad de la planta y su personal nunca será comprometida.

Los efectos de las medidas correctivas y/o prevención específica serán realizados como parte de la estrategia integrada de modo que ninguna medida tomada dejará de ser efectiva.

Establecer un Sistema de Cuantificación de las Pérdidas

Una parte importante del esfuerzo del control de pérdidas es establecer un procedimiento de cuantificación al comienzo del programa. Este es vital para cuantificar la pérdida de materiales y la pérdida de la rentabilidad para cada unidad de proceso. Este procedimiento es requerido para desarrollar la estrategia evaluación/reducción de pérdidas apropiada.

Varias técnicas de presentación son muy útiles en visualizar donde las pérdidas están ocurriendo. Un buen sistema de cuantificación ayuda a focalizar el programa de pérdidas de control a nivel de planta. Las formas de cuantificación deben ser simples y fácilmente adaptables desde que las pérdidas de hidrocarburos toman lugar de muchas formas. Debe ser posible, se debe determinar las pérdidas de cada unidad. El sistema debe tener provisiones para trabajar de dos tipos de formas: Pérdidas porcentuales (por peso en la carga clave o del producto clave) y pérdidas específicas (pérdidas en toneladas por tonelada de carga clave o producto clave). También, el sistema debe ser capaz de adjuntar valores monetarios a estas pérdidas. De este modo, el equipo de proyecto y la gerencia podrán tomar acciones necesarias y a tiempo.

Coleccionar y Ensamblar Datos de Pérdidas a Nivel Macro y Micro

Ensamblar la información para la revisión histórica de las pérdidas mensuales.

La revisión debe incluir la totalidad del sistema complejo.

Algunos problemas encontrados durante la fase de colección de datos son:

Que datos son requeridos.

Formatos específicos e instrucciones para la colección de datos que no son provistos.

El equipo no tiene soporte y comisión para el proyecto.

El proceso de colección de datos es un esfuerzo doloroso.

Temor de exponer datos del análisis que revelen ineficiencia e ineffectividad.

Establecer Objetivos Reales

Establecer los cálculos teóricos para las pérdidas por equipos (las mayores al menos), por unidad de proceso y para la totalidad del complejo proceso de manufactura. Obtener cálculos y diseños de otras plantas con similares operaciones, particularmente en condiciones geográficas. Establecer objetivos es un ejercicio importante y no debe ser tomado ligeramente. Es natural esperar que de vez en cuando, los objetivos sean revisados con las estrategias de inversión corporativa.

Hacer Mantenimiento y Poner en Operación las Listas de Chequeo (CheckLists) disponibles a Nivel de Planta

El Gerente de la planta debe asegurar que:

- 1) Las listas de chequeo estén disponibles en los manuales operativos.
- 2) Estas listas estén bien escritas y sean sistemáticamente compiladas para su fácil reintegración. Utilizar estas herramientas asegurará que no olvidemos puntos importantes.

Llevar a Cabo una Auditoria de Pérdidas

Una auditoria es la clave para la evaluación de las pérdidas y el control, porque es una parte importante del estudio sistemático para la toma de las decisiones.

Tormenta de Ideas

El control de las pérdidas puede ser iniciado con una sesión de tormenta de ideas seguida por una revisión sistemática y coordinada del flujo de procesos y diagramas.

Estos diagramas deben describir:

Balances de materia y energía.

Todos los equipos con especificaciones básicas.

Todos los sistemas de control.

Flujo de todas las corrientes de proceso.

Temperatura, presión, flujo y datos de composición.

Uno de los hechos no reconocidos es que el control de pérdidas confía en los ajustes creativos a la tecnología existente.

Identificar las Pérdidas (Origen, Cantidad y Destino)

Identificar el origen de las pérdidas y coleccionar los datos requeridos usando los formatos necesarios. Desarrollar un balance de materiales detallado. Analizar los balances datos / material en todas las formas posibles - El paso más importante en cualquier investigación de planta es tomar las acciones preventivas / correctivas e invertir en las modificaciones / mejoras. Ensamblar, los resultados / observaciones en una manera comprensible. La siguiente ecuación puede ser usada cuando se evalúa las pérdidas:

$$[\text{Opening inventory} + \text{Generation} + \text{Input}] - [\text{Output} + \text{Depletion} + \text{Closing inventory}] \\ = \text{Calculated loss} = \text{Real loss} + \text{Unreal loss}$$

Estrategia

La unidad por comparación entre cálculos actuales y cálculos de diseño / teórico / objetivos deben ser lo mismo. La comparación en términos de "pérdida específica" es la más objetiva y conveniente. Esta es definida como pérdida en toneladas (o Kg.) por tonelada (o Kg.) de materias primas claves o productos claves finales a un límite de batería definido, a pesar de ser pequeño o grande.

Implementar Acciones de Operación y Mantenimiento Rápidamente

Las acciones operativas y de mantenimiento, mayormente serán independientes en la naturaleza en la que puedan ser tomadas inmediatamente. Los estudios de ingeniería eventualmente se desarrollan en proyectos específicos. También, los estudios de ingeniería involucran inversiones que requieren evaluación, justificación, presupuesto y prioritaria aprobación para la implementación. Por lo tanto, este puede ser tiempo de consumir. Dependiendo de lo atractivo del pay out, el proceso puede ser acelerado. El coordinador debe asegurar que las brechas y los solapamientos entre varios estudios de ingeniería sean eliminados.

La Acción es el Resultado de las Investigaciones y de las Auditorias

Cuando las pérdidas han sido evaluadas y las reducciones potenciales han sido detalladas, un histograma puede ser desarrollado, el cual muestra algunas tendencias interesantes. Las elevadas reducciones de las pérdidas requieren de una gran inversión de capital. Contrariamente, muchas acciones pueden ser tomadas como una parte de la rutina operativa y de los esfuerzos de mantenimiento.

Monitorear el Programa Regularmente

Un programa de control de pérdidas debe ser continuamente monitoreado para permanecer efectivo. Esto significa que cada gerente del límite de baterías debe manejar su propia área. La cuantificación de las pérdidas por parte del gerente tiene su propio significado sólo si la información de pérdidas es transparente y el gerente está involucrado. El o Ella debe estar equipado(a) con la ayuda de la medición necesaria, técnicas de cálculo / evaluación y sistemas de reporte.

Programas exitosos del control de pérdidas de hidrocarburos requieren lo siguiente:

- Entender los principios y conceptos de las pérdidas.
- Identificar sistemáticamente el origen de las pérdidas y cuantificar estas.
- Construir un sistema para la documentación propia, referencias, entrenamiento y auditorías.
- Escribir y practicar los nuevos procedimientos operativos y de mantenimiento.
- Delinear los detalles necesarios macro y micro.
- Ajustar la totalidad de los hallazgos dentro de una estrategia integrada.
- Involucrar a la alta dirección y obtener el compromiso de todo el interés.
- Tomar las acciones operativas y de mantenimiento necesarias sin retraso.
- Desarrollar y ejecutar el esquema de modificación de la planta.

Desarrollar todo este programa, permitirá el control, con la consiguiente reducción substancial de las pérdidas de hidrocarburos.

ii) GUIA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS DE CONTROL INTEGRADO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Un Sistema de Gestión Integrado es la estructura de gestión que le permite a la organización desarrollar, implementar, cumplir, revisar y mantener los principios emanados de su Política integrada, en este caso, de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional.

El objetivo para la implementación de un sistema integrado se puede resumir en los siguientes puntos:

1. Presentar a los Sistemas de Gestión como una herramienta útil y efectiva para asegurar el control operativo de las operaciones en un campo petrolero o petroquímico.
2. Proveer una explicación práctica de la implementación de un Sistema de Gestión Integrado de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional en la Industria Petrolera.
3. Romper con el paradigma de que implementar un Sistema de Gestión transforma la operación en "complicada".
4. Demostrar que puede operarse un complejo petroquímico de manera sustentable, sin perjudicar al medio ambiente y cuidando el recurso más preciado de toda organización, el Recurso Humano.
5. Presentar a los Sistemas de Gestión como un medio que promueva la transformación del viejo paradigma de la opinión pública: "La industria Petrolera, necesariamente debe ser una *Industria Sucia*", en uno nuevo que permita mostrar una imagen responsable de esa industria en su relación con el medio ambiente, sus trabajadores y la comunidad en general.

Sistemas de Gestión para la certificación de una Norma Internacional:

Normas ISO, BS, OHSAS, etc

Aspectos Considerados para su Implementación:

- ⇒ Ambientales: Certificación de las normas BS 7750, ISO 14001 u otras equivalentes,
- ⇒ Calidad: Certificación de las normas ISO 9000, QS u otras equivalentes,
- ⇒ Seguridad y Salud Ocupacional: Certificación de las normas BS 8800 u otras equivalentes.

Razones para Implementar un SGI

Existen un sin número de razones por las cuales las organizaciones pueden decidir la implementación de un Sistema de Gestión Integrado de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, entre las cuales podemos resaltar como las más relevantes, las siguientes:

- Desastres ambientales
- Realidad competitiva
- Legislación aplicable
- Presión de la comunidad
- Calidad de Vida de los Trabajadores

Contribuciones Potenciales de la Industria Petrolera a la Contaminación:

- Contaminación del suelo
- Contaminación del aire
- Contaminación del agua

Planificación

Identificación y evaluación de los impactos ambientales, peligros y riesgos.

Requisitos legales. Deberá realizarse una compilación de todas las normas legales vigentes y aplicables a la actividad y establecer mecanismos que le permitan a la organización estar informada y tener acceso a todos los cambios en la legislación.

Objetivos y metas. La organización debe establecer y mantener una serie de objetivos y metas documentadas y mensurables que sean consecuentes con su política y con el compromiso de prevención. Estos objetivos y metas se resumirán en un Programa de Gestión que asegure la disposición de los recursos necesarios para alcanzarlas, así como una referencia del personal responsable de llevarlas a cabo y los plazos en que deben cumplirse.

Implementación y Operación

En esta etapa deben llevarse a cabo todas las acciones que se planificaron en la etapa anterior, es decir debe *hacerse lo que se ha escrito*. Para esto deben implementarse medidas de control para todos los impactos y riesgos identificados y evaluados en la etapa anterior.

Verificación y control

En esta etapa se utilizarán distintas herramientas de verificación y análisis de cumplimiento de los lineamientos establecidos, como son:

- Inspecciones planeadas e inopinadas, orientadas a identificar condiciones subestándares.
- Observaciones de Desempeño, orientadas a identificar actos subestándares.
- Auditorias, las que constituyen un proceso sistemático y documentado para identificar desviaciones al sistema de gestión y que permiten constatar que la organización cumple con todos los requisitos normativos establecidos.

Como resultado de estas verificaciones se obtienen No Conformidades al sistema y registros que permiten demostrar el cumplimiento normativo. Estos registros son analizados por un grupo intersectorial denominado Grupo de Gestión, que es el ente encargado de asegurar que el sistema tenga un desarrollo orgánico y confiable. Todos los registros del Sistema deben mantenerse al día y ser conservados por un período de tiempo determinado.

Revisión por la Dirección

Esta etapa compromete a la dirección a realizar una revisión general del Sistema de Gestión Integrado, para garantizar que el sistema sigue siendo apropiado, adecuado y eficaz, teniendo como objetivo final evaluar la posible necesidad de modificaciones de la Política, Objetivos o de cualquier elemento de sistema dentro del compromiso de mejora continua que asumió la organización.

Recomendaciones

La implementación de un Sistema de Gestión Integrado en la Industria Petrolera ha dejado de ser una expresión de deseo de algunas organizaciones que se propusieron no sólo "ser" responsables en el desarrollo de las operaciones, sino también "parecer" y poder demostrarlo con evidencias específicas ante cualquier organismo y la comunidad entera. El período de aprendizaje de las organizaciones hasta lograr desarrollar todas sus actividades dentro del marco de un Sistema de Gestión Integrado es muy duro para todos los niveles y requiere de un alto grado de creatividad de sus líderes, para lograr concientizar a todo su personal.

Los Sistemas de Gestión proveen grandes beneficios cuando se logran internalizar sus bondades en quienes trabajan dentro de la organización y reduce considerablemente el grado de riesgo operacional, ya sea para el medio ambiente, el personal o la comunidad en general.

Esto es, los Sistemas de Gestión no "convierten a la operación en complicada", sino que, por el contrario, permiten y aseguran su continuidad.

Para ello, todos los componentes del sistema deben ser diseñados, implementados y controlados trabajando necesariamente en equipo, evitando las individualidades, y creando un sentimiento participativo en todos los niveles para lograr los resultados.

Un sistema maduro utiliza sus hallazgos para convertirlos en oportunidades y orientan a la organización a no desviarse del camino de la mejora continua, crea en su personal la necesidad de operar dentro del sistema para sentirse protegido, basado en la transparencia de las decisiones tomadas en equipo.

iii) RECOMENDACIONES PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN TANQUES QUE CONTIENEN PRODUCTOS SOLVENTES Y GASOLINAS

Los solventes juegan un rol importante en los procesos químicos y petroquímicos. Muchas industrias tienen circuitos que facilitan el proceso principal.

- 1) Localizar los tanques bajo tierra (Underground Tanks). Esto protege a los solventes y productos inflamables de la radiación solar así como de las variaciones de la temperatura diaria.
- 2) Aislar a los tanques debido a la radiación solar directa. La radiación solar puede calentar el metal del tanque por encima de la temperatura ambiental máxima, e incrementar las pérdidas del solvente.
- 3) Interconectar el espacio de vapor de todos los tanques llevando el mismo producto volátil, por líneas de venteo (Sistema de Recuperación de Venteo). Esto reduce el movimiento del aire y conserva los vapores de solvente. El movimiento del aire ocurre sólo a través de un puerto del sistema de venteo, de modo que un simple sistema de recuperación de venteo será suficiente.
- 4) Poner un chiller dentro de una línea de venteo o en el espacio de aire del tanque. Esto reduce la presión de vapor del aire a la salida.
- 5) Usar un absorbedor para gases de venteo. Un medio de absorción disponible puede reducir los solventes y/o gasolinas en los gases de venteo más eficientemente que un chiller. Sin embargo, este sistema es muy caro.
- 6) Colocar un cartucho de carbón activado en la línea de venteo y regenerarlo periódicamente. Si el modificar las líneas de venteo resulta ser muy costoso, instalar estos cartuchos directamente en los tanques.
- 7) Instalar una válvula respiradora (breather valve) si los tanques pueden ser seguramente presurizados. Las válvulas respiradoras contienen la presión establecida en los tanques hasta el límite del preseteo. Si este límite es establecido al máximo incremento de la presión de vapor, el tanque no exhalará los vapores y las pérdidas por evaporación (breathing loss) pueden ser paradas.
- 8) Usar una pierna de inmersión (diple) en la línea de entrada del producto volátil. Las salpicaduras (splashing) ocurren en tanques que no tienen diple.

Las salpicaduras tienen dos efectos indeseables. Primero, si el solvente entrante es más caliente que la temperatura del resto del líquido, luego el espacio de vapor será rápidamente calentado, incrementando la pérdida de vapor. Segundo, los solventes salpicados pueden causar una fina niebla a ser generada, que será llevada lejos por el flujo de aire fuera del venteo.

- 9) Manejar el producto a la más baja temperatura posible, especialmente mientras se llenan los tanques.

iv) RECOMENDACIONES PARA ALIVIAR LOS EFECTOS PRODUCIDOS POR DERRAMES Y FUGAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Una buena regulación ambiental con respecto a este tema motiva a la realización de acciones correctivas para eliminar la causa del problema que constituye los derrames y las fugas (leakage) en tanques de almacenamiento de la región.

Para tal efecto, es necesario implementar medidas correctivas las cuales permitan obtener lo siguiente:

- Reducir la probabilidad de descargas accidentales de productos de petróleo.
- Establecer las pautas operativas y programas de capacitación para manejar y controlar derrames.
- Limitar la contaminación de acuíferos de agua subterránea de tierras adyacentes y del medio ambiente.
- Reducir los costos y el tiempo requerido para limpiar y corregir la contaminación de tierras por derrames, y
- Reducir los riesgos ambientales asociados con la concentración de materiales derramados en el suelo, tales como la amenaza a la salud humana, peligros tóxicos e inflamabilidad.

Asimismo, los propietarios de los tanques están obligados a prevenir la migración del producto a la superficie acuifera y demostrar que tienen la suficiente capacidad de fuerza de hombres, equipo y materiales para remover cualquier cantidad dañina de aceite descargado antes que alcance la capa freática y en rápidos tiempos de respuesta.

En todos los tanques se recomienda realizar inspecciones regulares de la manera siguiente:

- ❖ Balance de materiales volumétricos de los tanques
- ❖ Cada tres años, pruebas de integridad empleando sistemas de vacío o pruebas hidrostáticas y neumáticas.
- ❖ Inspección visual mensual de soldaduras, válvulas, tuberías y el suelo adyacente (para tanques en superficie), y
- ❖ Pruebas anuales a los sistemas de protección catódica.

Los tanques de almacenamiento de superficie (Aboveground Tanks) deberán estar equipados con los siguiente:

- ❖ Protección catódica, pintura anticorrosiva en todas las líneas relacionadas y en los fondos de los tanques.
- ❖ Diques impermeables
- ❖ Prevención de sobrellenado (sistemas de alarma de alto nivel).
- ❖ Las soldaduras del fondo del tanque deberán estar por encima del nivel del suelo para la detección visual de filtraciones, y
- ❖ Todos los tanques nuevos deben ser soldados.

Los tanques de almacenamiento subterráneos (Underground Tanks) deben estar equipados con lo siguiente:

- ❖ Dispositivos de prevención de sobrellenado para asegurar que no se produzcan derrames por venteos / respiraderos (equipos automáticos de cierre).
- ❖ Pueden requerirse tanques con sistemas de contención secundario o paredes dobles si los tanques están localizados en áreas ambientalmente sensibles, tales como aquellas áreas que tienen una capa freática alta o lugares cercanos a zona residenciales.
- ❖ Protección catódica (corriente impresa o ánodos de sacrificio) y mecanismos para evitar la corrosión.
- ❖ Recubrimiento interior.
- ❖ Monitoreo al agua del subsuelo (capa freática), monitoreo al vapor, sistemas automáticos de medición (Automatic Tank Gauging Systems)
- ❖ El uso de elementos de inertización que incluyen: Eliminación del elemento de ignición, del elemento combustible y del oxígeno presente.

Tanto los tanques en superficie como los subterráneos deberán tener sistemas de recuperación de derrames (barriles o bandejas para goteras) en puntos de carga y descarga

Para las instalaciones nuevas, todos los sistemas de tanques de almacenamiento deberían estar equipados con un sistema de detección de fugas, tal como pozos de control o sistemas de detección de derrames. Estos sistemas deberán ser revisados cada dos meses para detectar la presencia de líquido y/o vapores.

De acuerdo a las regulaciones actuales y en conformidad con las reglas de la SPCC (Spill Prevention, Control and Countermeasure) de los E.E.U.U., todos los tanques de almacenamiento de petróleo (crudos, combustibles, gasolina, etc.) requieren de muros de contención o diques (también conocidos como muros de contraincendio).

Tradicionalmente, estas áreas de contención son construidas usando tierra propia mejorada con algún recubrimiento y la berma por tierra amontonada. Cuando el espacio es demasiado compacto, las paredes del dique son construidos de concreto.

En algunos casos, si la capa freática esta localizada a bajas profundidades, se recomienda la utilización de recubrimientos o delineadores (liners), es decir, un sistema de contención secundaria que sea lo suficientemente impermeable e impenetrable. Estos recubrimientos (liners) pueden consistir de: Recubrimientos sintéticos, elastómeros, geomembranas, concreto, arcillas importadas o cualquier otro sistema de sellado. Sin embargo, todos estos recubrimientos siempre presentan sus propias deficiencias a pesar de ser instalados correcta y adecuadamente.

Por lo tanto, las medidas preventivas tales como el uso de los estándares de la industria, protección por sobrellenado, detección de fugas y protección catódica resultan ser métodos más efectivos que los recubrimientos citados.

Contención Secundaria

El propósito de la contención secundaria es capturar y contener las fugas y derrames de las estructuras de contención primaria, facilitando la limpieza oportuna, y previniendo la contaminación ambiental.

El Sistema de lining consiste de un elastómero, un geosintético (geomembrana), arcilla importada, o algún otro sistema de sellaje artificial. Entre estos tenemos:

- Synthetic liners (geosintéticos),
- Concrete,
- Imported clays (arcillas),
- Barriers

Los liners previenen que una cantidad dañina de petróleo descargado se permeabilize en el suelo en lo más profundo como para lograr impactar la calidad de la tierra y la napa freática. Estos deben garantizar, ser lo suficientemente impenetrables.

Características mínimas de las arcillas:

Permeabilidad $< 10^{-7}$ cm/seg.

Profundidad mínima: 50 cms

Otras medidas necesarias:

- Selección adecuada del material vs. plan de contingencia.
- Mantenimiento del liner.

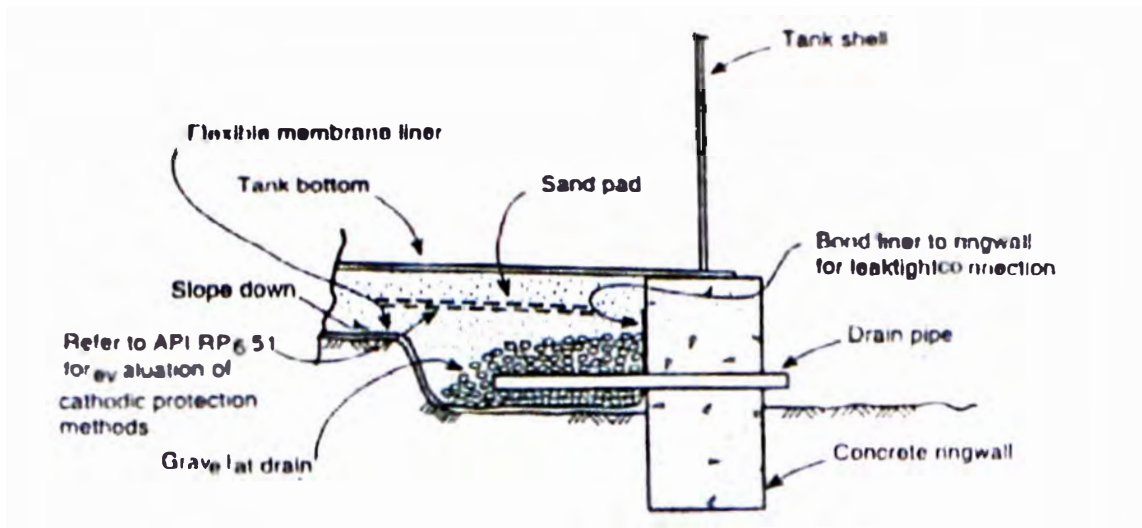


Fig. 2

Impermeabilización del suelo subyacente al tanque

Las áreas estancas de seguridad están conformadas por 02 capas de geotextil y una de geomembrana, constituyendo los suelos impermeables a la filtración de las aguas pluviales y a los derrames de producto.

En la norma API 650, Apéndice I - "Undertank Leak Detection and Subgrade Protection" (Julio 1993), se proveen las recomendaciones aceptables para la detección de fugas de productos a través de los fondos de los tanques "Aboveground Storage Tanks".

Por información adicional referirse al API Recommended Practice 652, para el uso del revestimiento interno "Internal Lining", y en la prevención de la corrosión interna en el fondo de tanques, De manera similar, referirse al API Recommended Practice 651 para prevenir la corrosión del lado inferior de la plancha del fondo de tanques.

Sistemas de Lining (Geomembranas)



Fig. 3

Ingeniería Civil
Contención Secundaria / Diseño de Liners
Instalación de Liners.
(Geomembranas) para el
almacenamiento de combustibles
en Fort Greely, Alaska.

Aplicaciones del Sistemas de Lining

Oil Platforms & Tanks

Berms

Concrete Vaults

Rinse Tanks

Concrete Sumps

Etching Tanks

Floor Coverings

Concrete Trenches

Waste Water Treatment

Floating Cover Ponds/Pits

Horizontal & Vertical Tanks

Silos

Earthen Pits & Ponds

Plating Tanks

Double Wall Tanks

External Liners

Ancillary Equipment

(tuberías, bridas, válvulas)

Storage Tanks

Water Supply Reservoirs



Fig. 4



Fig. 5



Fig. 6



Fig. 7

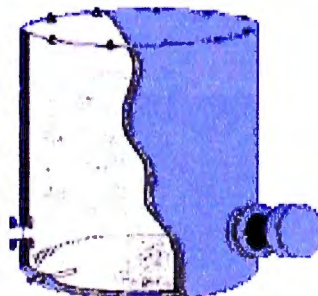


Fig. 8

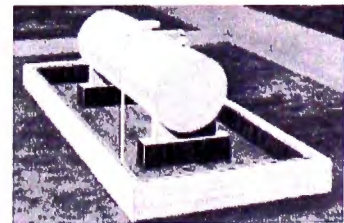


Fig. 9

Las reglamentaciones concernientes a liners están normados por la EPI (Environmental Protection Inc.)

Ejemplo 1:

Asumimos un derrame de gasolina en un dique de contención impermeabilizado con arena fina. De acuerdo a pruebas, se conoce que el suelo (soil) esta caracterizado con una conductividad hidráulica vertical (basado en el agua) = 2×10^{-4} cm/seg. La figura 10 revela que después de 72 hr., la profundidad de penetración de la gasolina dentro del suelo será aproximadamente 10 ft. Consecuentemente, si la capa acuífera está localizada a una profundidad menor que 10 ft, un liner debe ser considerado.

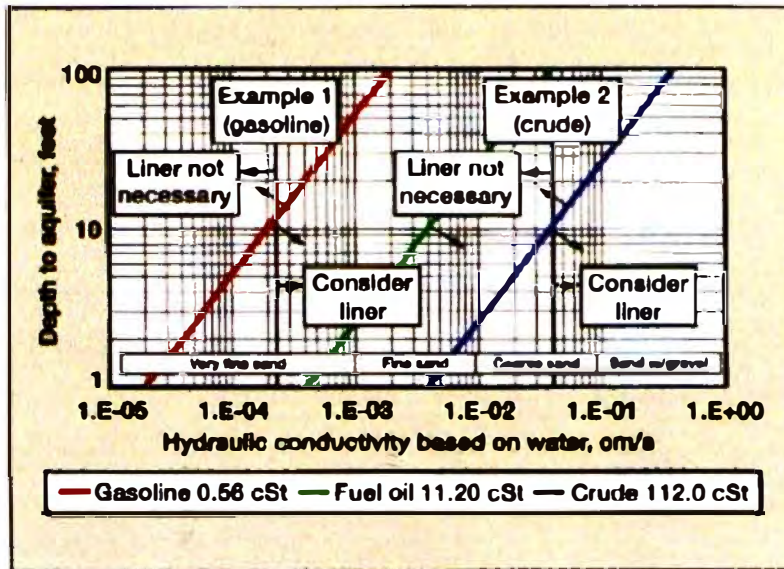


Fig. 10

Exemplo screening based on 72-hr response.

Suposiciones del Modelo:

- Flujo del fluido: Laminar y en una dirección.
- Flujo del fluido: Continuo, saturado a través de un medio poroso.
- El suelo debajo del área de contención es homogéneo e isotrópico.
- Porosidad efectiva: 33%
- Existe un gradiente vertical unitario.

Ejemplo 2:

Asumimos que un derrame de petróleo crudo ha ocurrido en un dique de contención (Fig. 11) Se conoce de pruebas que el suelo (soil) está caracterizado con una conductividad hidráulica vertical (basado en el agua) de 4×10^{-2} cm/seg. La Fig.10 revela que después de 72 hr., la profundidad de penetración del petróleo crudo dentro del suelo será aproximadamente 10 ft. Consecuentemente, si la capa acuífera está localizada a una profundidad mayor de 10 ft, un liner no será necesario.

Sin embargo, si la capa acuífera está localizada a una profundidad menor de 10 ft, un liner debe ser considerado.

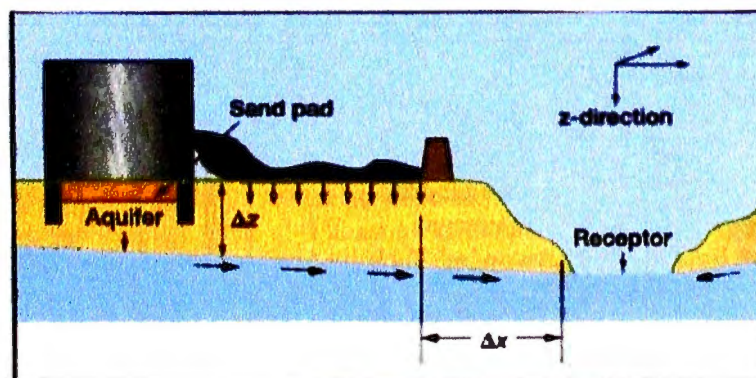


Fig. 11

Tank and secondary containmont profile.

v) **ALTERNATIVA DE GASES INERTES**

Hay una serie de gases inertes, además del nitrógeno, que pueden ser utilizados en la industria química y petroquímica. En orden de precio creciente, se suelen usar:

- a) Vapor de agua
- b) Gas de refinería
- c) Bióxido de carbono
- d) Nitrógeno seco

El vapor de agua presenta el inconveniente de dejar humedad y condensado, pudiendo originar corrosión y golpes de presión, mediante su evaporación súbita, cuando entra en contacto con hidrocarburos u otros productos muy calientes.

El gas de refinería puede contener altos contenidos de azufre y gases ácidos que pueden generar corrosión en los equipos, además de que puede presentar grandes cantidades de gas hidrógeno.

El bióxido de carbono puede reaccionar con ciertas sustancias debido a su alta solubilidad y generar corrosión en el tanque de almacenamiento.

El único gas que no presenta ningún inconveniente es el nitrógeno seco procedente de la destilación del aire licuado.

Existen varias razones para desplazar el aire contenido dentro del equipo o tanque de almacenamiento en plantas químicas y petroleras:

- a) Proteger a las sustancias que se almacenan o manipulan contra la acción del oxígeno, del CO₂ o de la humedad contenidos en el aire. Tal acción podría perjudicar dichas sustancias o sus empleos posteriores.
- b) Evitar la formación de mezclas inflamables, al eliminar la presencia de oxígeno comburente.

Aplicaciones de Blanketing en tanques de refinería usando N₂:

Tanques y drums de solventes susceptibles a degradación por oxígeno, tanques de almacenamiento de aldehídos, vinil acetato, glicoles, gasolinas, éter, soda cáustica, catalizadores especiales, etc.

Aplicación de Gas Nitrógeno en Tanques de Almacenamiento de Refinerías

Area de Proceso: Tank Blanketing y Mantenimiento de Presión.

Requerimientos aproximados: Dependiente del tamaño del tanque, número, producto, frecuencia de cambios de nivel, y variaciones de temperatura.

Los espacios del tope de tanques de almacenamiento son recubiertos con una capa de gas inerte por varias razones que incluyen seguridad, calidad del producto, y restricción de emisiones. Muchas cargas de alimentación son sensitivas al oxígeno y a la humedad, y el blanketing mejora subsecuentemente el proceso y la calidad. El almacenamiento de cargas proveniente de unidades de reformación y muchos tipos de unidades de hidrosulfurización son inertizadas con el blanketing para prevenir la formación de partículas de hierro que son llevados al lecho del catalizador. La polimerización de algunos C8's e hidrocarburos ligeros frecuentemente ocurren con contaminación del oxígeno.

El gas natural es muy soluble en la mayoría de hidrocarburos líquidos ligeros y reaccionará en operaciones downstream (corrientes abajo), frecuentemente de manera perjudicial. El nitrógeno provee de una cubierta superior debido a sus altas características inertes.

Algunos tanques de techo flotante son también inertizados con gas blanketing. La experiencia ha demostrado que existe contaminación con oxígeno y humedad en el pequeño espacio (headspace) creado en muchas instalaciones de techo flotante.

Aplicaciones similares:

- Mantenimiento de presión en pentano ú otras esferas de gas ligero.
- Mantenimiento de presión en acumuladores.

A continuación describiremos este método que es muy utilizado para la protección de solventes o productos químicos muy volátiles. Puede ser utilizado en conjunto con los sistemas de recuperación de vapor.

vi) **INERTIZACION O BLANKETING DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Inertización o Blanketing de tanques de almacenamiento (gas de cubierta), consiste en la substitución de una determinada atmósfera por un componente inerte durante el almacenamiento. La idea básica es hacer que un compuesto inerte ocupe el espacio libre del tanque de tal forma que impida o limite las reacciones indeseadas, la evaporación del mismo en contacto con la atmósfera del medio ambiente, reduciendo así eventuales riesgos de inflamabilidad, de reducción del grado de higiene industrial al cual están sometidos funcionarios, comunidades vecinas y de impacto ambiental.

Se recomienda el uso de nitrógeno gaseoso para la inertización de tanques de almacenamiento por tratarse de un gas incoloro, inodoro e insípido, lo que permite una amplia aplicación ya que no altera la especificación del producto almacenado.

El nitrógeno es un gas de débil reactividad química, con bajísima solubilidad en la mayoría de los compuestos químicos; y que debe ser suministrado libre de contaminantes (agua, dióxido de carbono, oxígeno, entre otros) y con una alta pureza.

Configuración de un Sistema de Blanketing

Un sistema de inertización provee de un medio para permitir la entrada y salida del nitrógeno del tanque de acuerdo con la demanda. Normalmente, un sistema convencional consta de los siguientes equipos:

Esta compuesto por una válvula reguladora de presión (PCV), una válvula de alivio de presión y vacío (PVRV) y la válvula de alivio de emergencia (ERV).

Válvula reguladora de presión (PCV): La válvula reguladora PCV controla la admisión de gas inerte. Puede ser o no una válvula auto-pilotada, o sea, con un dispositivo que permita sentir lo que queda de presión en el recipiente de almacenamiento y con acción inmediata de abrir. La PCV está calibrada para una presión dada y siempre que este set point sea conseguido, permitirá la entrada de nitrógeno al espacio libre del tanque. Cuando la presión del mismo exceda, la PCV automáticamente se cerrará.

La PCV estará directamente vinculada al sistema de distribución de nitrógeno, el que está constituido por un tanque de almacenamiento criogénico para nitrógeno líquido y un banco de vaporizadores. Siempre que hubiera la necesidad de la recuperación de presión de los tanques, la PCV abrirá y hará que el nitrógeno líquido salga del tanque criogénico, pase por los vaporizadores, tenga su estado físico alterado (de líquido subenfriado para gas a temperatura ambiente) y finalmente tenga su presión de distribución ajustada por una válvula reguladora de presión. Ya en el gasoducto, la presión del nitrógeno será una vez más reducida, por la PCV, para que sea alimentado conforme a las condiciones requeridas por el Blanketing.

Válvula de alivio de presión y vacío (PVRV): Dicha válvula tiene doble función y calibración. Esta dispone de una cámara para alivio de vacío y otra para alivio de presión. Su operación evita que los tanques de almacenamiento entren en colapso (implosión o explosión) en casos de emergencia. Puede ser instalada directamente sobre una boquilla disponible en el techo de los tanques o en una tubería de ecualización entre los mismos.

Cuando el producto es alimentado al sistema, la presión de cada tanque se eleva. La PRV, entonces abre y alivia el excedente de presión. El alivio es normalmente realizado hacia la atmósfera ya que, básicamente estará constituido de nitrógeno gaseoso. Cuando se retira el producto, del tanque de almacenamiento hacia el proceso, la presión del sistema caerá. Luego la corrección de esta inmediatamente se hará mediante la inyección de nitrógeno.

La válvula de alivio de presión protege al tanque de almacenamiento de la sobrepresión, la capacidad de la válvula de alivio de presión está determinada por:

- La capacidad máxima de la válvula reguladora de presión (PCV)

- El aumento del volumen de líquido por la entrada del producto al tanque

La capacidad máxima de la válvula reguladora es usada para determinar la capacidad de la válvula de alivio necesaria para prevenir una sobrepresurización del tanque si la válvula reguladora falla en una posición totalmente abierta.

La válvula de alivio de vacío protege al tanque de una condición de vacío brindando aire cuando:

- Ocurre una interrupción en el abastecimiento de gas

- La válvula reguladora falla en una posición de abertura mínima.

Entre tanto si por algún motivo las condiciones del proyecto fueran alteradas (por ejemplo, en vez de que una bomba retire el producto, dos o tres bombas fueran alineadas en paralelo) el requerimiento de nitrógeno pueda ser insuficiente. Apenas en estos casos la PVRV abrirá y permitirá la entrada del aire atmosférico para la corrección final.

Válvula de alivio de emergencia (ERV): La válvula de alivio de emergencia es instalada siempre que el producto almacenado sea inflamable. La misma es dimensionada para alivio de presión, en condiciones de emergencia y que escapen del control y la acción de los operadores del proceso (por ejemplo presencia de fuego en los alrededores de los tanques).

Dimensionamiento de un sistema de Blanketing

El dimensionamiento esta en función a la norma API Estándar 2000 "Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks", American Petroleum Institute, Section 1, Non Refrigerated and Refrigerated Aboveground Tanks", 2da Edición, 12/1973).

Son tres etapas las que serán seguidas para el cálculo y dimensionamiento del sistema:

Identificación del peor escenario susceptible de emergencia. Los sistemas de alivio deben ser proyectados para la cadena de eventos posibles requiriendo la más severa condición de venteo. Los escenarios que involucran la ocurrencia simultánea de más de un evento independiente o más de dos problemas independientes en simultáneo no son considerados.

Determinación del nivel de flujo para alivio de vacío y/o presión requerida(s) para la protección adecuada del equipo bajo condiciones anormales de operación.

Configuración y dimensionamiento del sistema de alivio.



Aplicaciones al Sistema de Blanketing

Fig. 12

Consumo de Gas Nitrógeno:

$$CN_2 = VQA \frac{P_{N_2}}{P_V}$$

donde:

CN_2 = Consumo de gas nitrógeno (SCFM; 14.7 PSIA, 60°F)

Valor máximo instantáneo adoptado para el dimensionamiento del sistema de distribución. El consumo efectivo es función de las variaciones reales de temperatura y nivel del tanque.

P_V = Presión de vapor del compuesto químico aliviado (PSIA), medido a la temperatura media mensual, T_M definida a seguir y calculada por la ecuación de Antoine.

P_{N_2} = Presión parcial del nitrógeno (PSIA), medida a la temperatura media mensual, T_M definida a seguir y obtenida por la relación:

$$P_{N_2} = P_{RLF} - P_V, \text{ donde:}$$

P_{RLF} = Set Point de la Válvula de Presión (PRV)

T_M = Media aritmética entre las máximas temperaturas al mes

VQA = Vapor químico aliviado (SCFM; 14.7 PSIA, 60 °F)

$$VQA = \frac{PEQ}{\rho}, \text{ donde:}$$

PEQ = Pérdida total por evaporación química (lbm/mes)

ρ = Densidad del vapor químico (lbm/SCF), obtenida por la relación:

$$\rho = \frac{P_{RLF} M}{RT}, \text{ donde:}$$

P_{RLF} = Set Point de la PRV (atmA)

M = Peso molecular del vapor químico (lb/lb-mol)

R = 0.7302 ft³ atmA/ lb-mol°R

T = Temperatura media mensual = Media aritmética entre la máxima y mínima temperatura al mes (°R)

Nota: El consumo de nitrógeno calculado por este método es estimativo y el consumo real sólo será conocido cuando el sistema esta en operación durante varios meses, debido a la variación de temperatura media, desvíos de los flujos de las bombas y el turn over del tanque.

TANQUE N° 46 (REFINERIA CONCHAN)

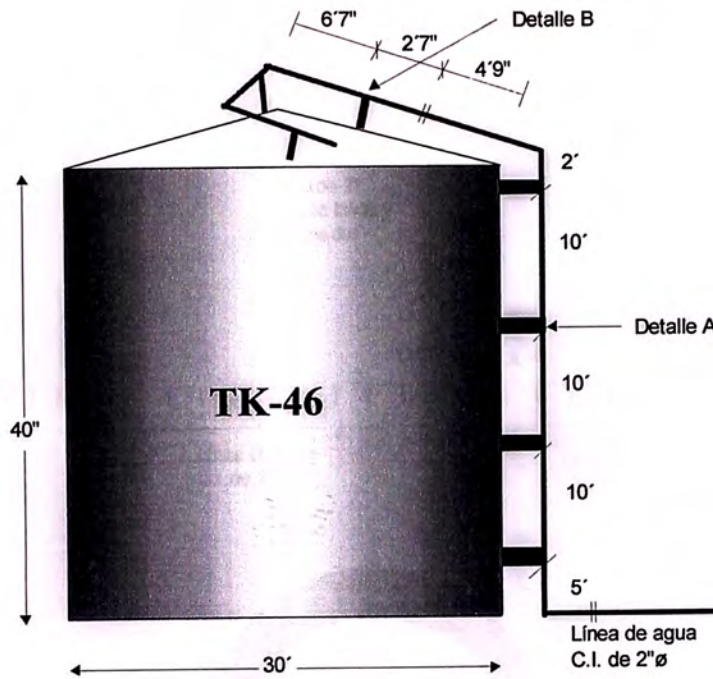
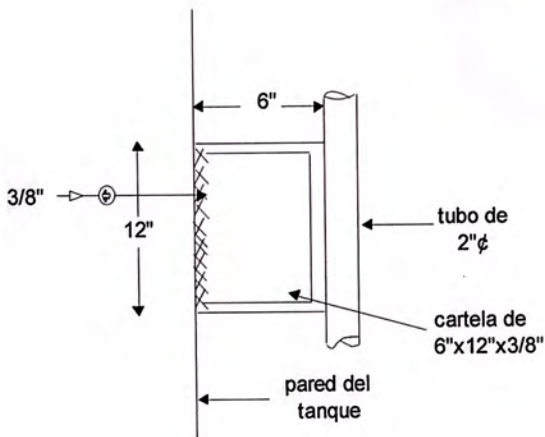
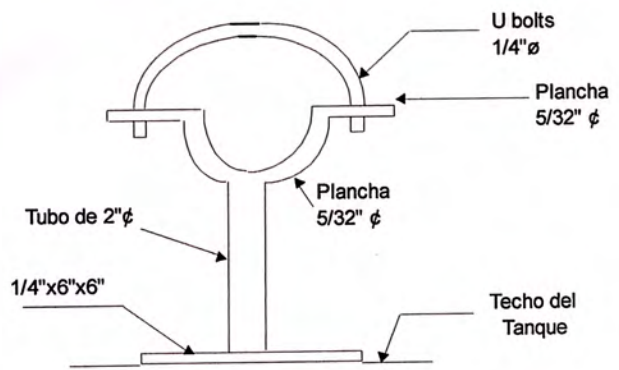


Fig. 13



Detalle A

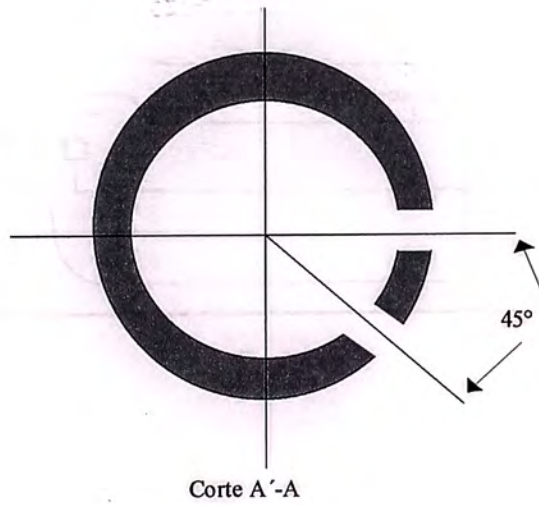
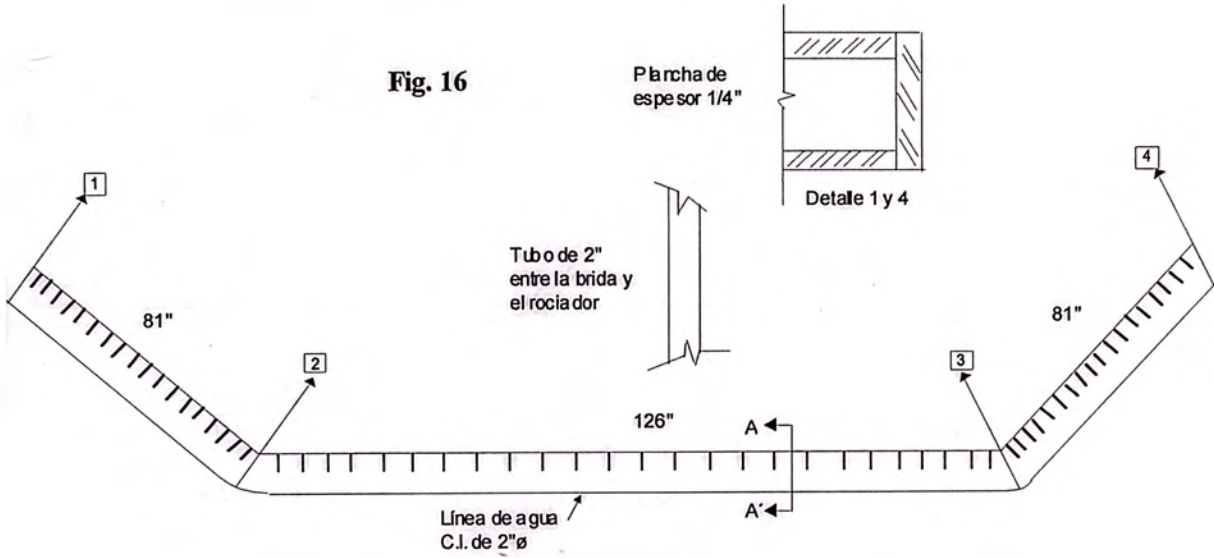
Fig. 14



Detalle B

Fig. 15

DETALLES DEL SISTEMA DE REFRIGERACION



Tramo	Longitud	Diámetro	Agujeros	Espaciado
1-2	81"	2"	16(1"x1/8")	4"
3-4	81"	2"	16(1"x1/8")	4"
2-3	126"	2"	25(1"x1/8")	4"

DISTANCIAMIENTO Y SISTEMA DE AGUA C.I.

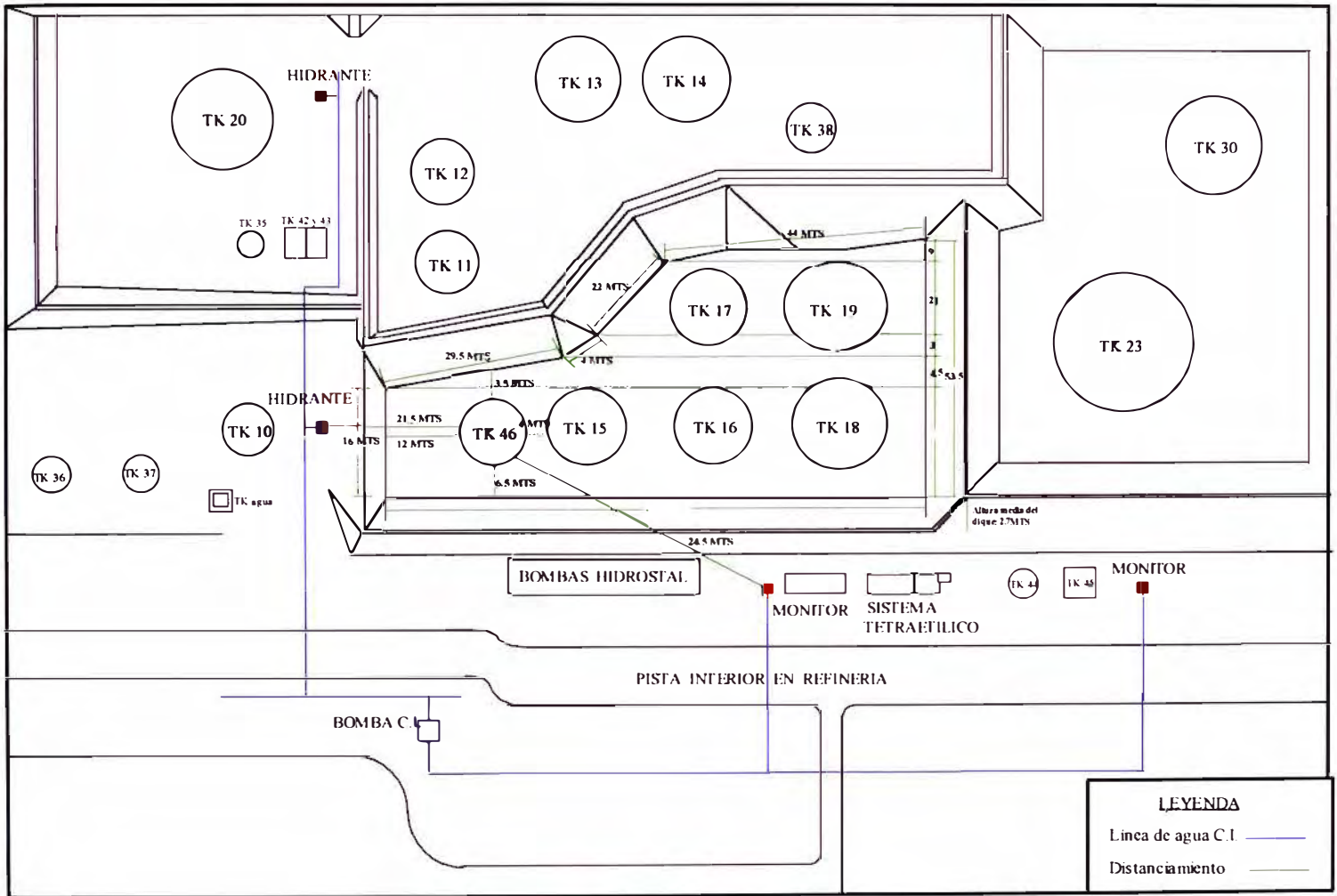


Fig. 18

Tanques de Acero Soldados para Almacenaje de Petróleo

Norma API-650 (Séptima Edición/1980)

Apéndice A: Bases de Diseño Opcionales para Tanques Pequeños
(Resumen de los Requisitos Principales)

Alcance

Este apéndice especifica las normas para los tanques relativamente pequeños fabricados en campo, en el que los componentes bajo esfuerzo son de un espesor máximo de ½ pulg. nominal, incluyendo cualquier margen por corrosión establecido por el comprador.

Materiales

Los materiales en placa usados más comúnmente, entre los permitidos por esta norma son: A 283 C, A 285 C, A 36, A 516-55, A 516-60.

Los materiales en placa se limitan al espesor de ½ pulg.

Uniones Soldadas

El tipo de uniones en diversos puntos son:

Uniones Verticales en el Casco

Juntas a tope con penetración y fusión completas como las que se obtienen por doble cordón o por otros medios con los que se logre la misma calidad de junta.

Uniones Horizontales en el Casco

Juntas a tope con penetración y fusión completas

Placas del Fondo

Uniones a traslape con un solo cordón ó uniones a tope con un solo cordón y tira de respaldo.

Placas de la Cubierta

Junta a traslape de filete completo y un solo cordón. Las placas de la cubierta se soldarán en el ángulo superior del tanque con un filete continuo en la parte superior únicamente.

Unión entre Fondo y Casco

Soldadura de filete continuo a cada lado de la placa del casco. El tamaño de cada cordón debe ser del espesor de la placa más delgada.

Las placas del fondo deben sobresalir al menos 1 pulgada a partir de la orilla de la soldadura que une las placas del fondo y del casco.

Inspección

Soldaduras a Tope

La inspección de la calidad de las soldaduras debe hacerse por el método radiográfico. La radiografía por zonas puede no llevarse a cabo por acuerdo entre el comprador y el fabricante.

Soldaduras de Filete

La inspección de las soldaduras a filete será en forma visual.

Pruebas

Soldaduras del Fondo

1. La detección de las fugas puede hacerse con aire a presión o con vacío usando jabonadura, aceite de linaza u otro material adecuado, o
2. Después de la unión de al menos, la placa inferior del casco, se debe bombear agua y mantener una represa temporal con una carga de 6 pulg. de líquido.

Casco del tanque

1. El tanque debe llenarse con agua o
2. Pintar por el interior todas las uniones con aceite altamente penetrante y examinar en el exterior las posibles fugas
3. Aplicar vacío al tanque

Apéndices de la Norma API-650

Apéndice A: Bases de Diseño Opcionales para Tanques Pequeños

Apéndice B: Cimentaciones

Apéndice C: Cubiertas Flotantes

Apéndice E: Diseño Sísmico para Tanques de Almacenamiento

Apéndice F: Diseño para Presiones Internas Pequeñas

Apéndice H: Cubiertas Flotantes Internas

Apéndice J: Tanques de Almacenamiento Ensamblados en Taller

Apéndice K: Ejemplo de Procedimiento Alternado para Calcular el Espesor del Casco

Apéndice M: Tanques que Operan a Temperaturas Elevadas.

Apéndice N: Uso de Materiales sin Identificar

Apéndice O: Conexiones Bajo el Piso

Tanques de Acero Soldados para Almacenaje de Petróleo

Norma API-650 (Séptima Edición/1980)

Apéndice J: Tanques Ensamblados en el Taller

Alcance

Este apéndice proporciona las especificaciones de diseño y fabricación para tanques verticales de almacenamiento de tamaño tal, que puedan fabricarse completamente en el taller y embarcarse a sitio en una sola pieza. Según el alcance de la norma API-650, los tanques de almacenamiento diseñados con estas bases no deben exceder de 20 pies de diámetro.

Materiales

Los materiales en placa más usados, entre los permitidos por esta norma son: A 283 C, A 285 C, A 36, A 516-55 y A 516-60.

Los materiales en placa se limitan al espesor de ½ pulg.

Uniones Soldadas

Como se describe en el apéndice A, con las siguientes modificaciones:

No se permiten las juntas a traslape soldadas en el fondo.

Todas las juntas de casco deben ser a tope con penetración completa, sin usar tira de refuerzo.

No se requieren ángulos superiores en tanques con cubiertas con pestaña.

Las juntas en la placa del fondo deben ser a tope con penetración completa.

Las placas del fondo deben unirse al casco mediante soldadura de filete continua a cada lado de la placa del casco.

Diseño del Fondo

La placa del fondo debe tener un espesor mínimo de ¼ de pulgada.

El fondo debe ser plano o plano con saliente.

Si el fondo es plano, debe sobresalir al menos 1 pulgada a partir del borde exterior de la soldadura que une el casco con el fondo.

Diseño del Casco

El espesor de la placa del casco debe calcularse con la fórmula:

$$t = \frac{2.6D(H-1)G}{21000E} + C.A.$$

Pero en ningún caso el espesor nominal debe ser menor que:

Diámetro nominal del tanque (pies)	Espesor nominal de la placa (pulgadas)
Hasta 10.5, incl.	3/16
Más de 1.5	1/4

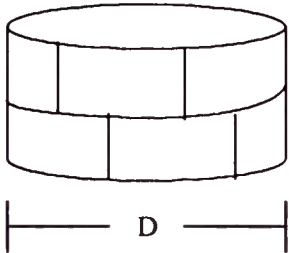

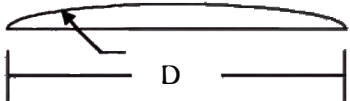
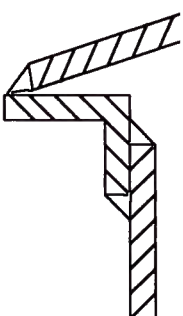
Diseño de la Cubierta

Las cubiertas deben ser del tipo de cono autosoportada y cubiertas de domo y sombrilla.

Pruebas

Aplíquese una presión interna de aire de 2 a 3 lb/pulg².

Tanques de Acero Soldados, Norma API 650, Apéndice A, Fórmulas

<p>Notación C.A. = Margen por corrosión, pulg D = Diámetro medio del tanque, pies E = Eficiencia de junta, 0.85 cuando es radiográfico por zonas; 0.70 cuando no es radiografiado.</p>	<p>G = Densidad relativa del líquido a almacenar; en ningún caso menor de 1 H = Altura en pies t = Espesor mínimo requerido de la placa R = Radio de curvatura de la cubierta θ = Angulo del cono con la horizontal, grados</p>										
 <p>CASCO</p>	$t = \frac{2.6D(H-1)G}{21000E} + C.A.$ <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;"><u>Diámetro del Tanque (pies)</u></th> <th style="text-align: center;"><u>Espesor de la Placa (pulgadas)</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Menor de 50</td> <td style="text-align: center;">3/16</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">De 50 a 120, excl.</td> <td style="text-align: center;">1/4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">De 120 a 200, incl.</td> <td style="text-align: center;">5/16</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Mayor de 200</td> <td style="text-align: center;">3/8</td> </tr> </tbody> </table>	<u>Diámetro del Tanque (pies)</u>	<u>Espesor de la Placa (pulgadas)</u>	Menor de 50	3/16	De 50 a 120, excl.	1/4	De 120 a 200, incl.	5/16	Mayor de 200	3/8
<u>Diámetro del Tanque (pies)</u>	<u>Espesor de la Placa (pulgadas)</u>										
Menor de 50	3/16										
De 50 a 120, excl.	1/4										
De 120 a 200, incl.	5/16										
Mayor de 200	3/8										
 <p>TECHO DE CONO AUTOSOPORTADO</p>	$t = \frac{D}{400 \text{ Sen } \theta}$ <p>t máximo = 1/2 pulg θ máximo = 37 grad., Pend.: 9:12 θ mínimo = 9 grad. 28 min., Pend.: 2:12</p>										
 <p>TECHO DE DOMO Y SOMBRILLA AUTOSOPORTADO</p>	$t = \frac{R}{200}$ <p>t máximo = 1/2 pulg R = Radio de curvatura de la cubierta R mínimo = 0.8D (a menos que el comprador especifique otra cosa) R máximo = 1.2D</p>										
 <p>ANILLO SUPERIOR</p>	<p>El área de la sección transversal del ángulo superior, en pulgadas cuadradas, más las áreas de la sección transversal de las placas del casco y el techo dentro de una distancia de 16 veces sus espesores, medidas desde su punto de sujeción más remoto al ángulo superior, deberá ser como mínimo:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Para Techos de Cono Autosoportados</td> <td style="text-align: center;">Para techos de domo y sombrilla Autosoportada</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">D^2</td> <td style="text-align: center;">DR</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$300 \text{ Sen } \theta$</td> <td style="text-align: center;">1500</td> </tr> </table>	Para Techos de Cono Autosoportados	Para techos de domo y sombrilla Autosoportada	D^2	DR	$300 \text{ Sen } \theta$	1500				
Para Techos de Cono Autosoportados	Para techos de domo y sombrilla Autosoportada										
D^2	DR										
$300 \text{ Sen } \theta$	1500										
<p>FONDO</p>	<p>Todas las placas de fondo deberán tener un espesor nominal mínimo de 1/4 pulg.</p>										

Tanques con Recipientes para Contener Líquidos Inflamables

Extracto tomado de las normas sobre Seguridad y Salud Ocupacionales del Departamento de trabajo de los EE.UU. (OSHA), capítulo XVII

Clasificación	Reglamentación
<p>TANQUES ATMOSFERICOS Tanque de almacenamiento diseñado para trabajar a presiones que varíen desde la atmosférica hasta 0.5 lb/pulg² manométrica</p>	<p>Los tanques atmosféricos deberán construirse con apego a buenas normas de diseño aceptables. Los tanques atmosféricos pueden construirse de acuerdo con:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- Normas de Underwriters' Laboratories, Inc. 2- Normas 12A, 650, 12B, 12D y 12F del American Petroleum Institute
<p>TANQUES PARA BAJA PRESION Tanque de almacenamiento diseñado para trabajar a presiones comprendidas entre 0.5 y 15 lb/pulg² manométrica, inclusive.</p>	<p>Los tanques para baja presión deberán construirse de acuerdo con normas de diseño aceptables. Estos tanques pueden construirse de acuerdo con:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La Norma N° 620 del American Petroleum Institute. 2. El código ASME para recipientes a Presión. sección VIII. <p>(Estos tanques no caen bajo las normas del ASME, sección VIII (U-1d), pero pueden marcarse con el símbolo U-1g de las normas U).</p>
<p>RECIPIENTE SUJETO A PRESION Tanque ó recipiente de almacenamiento diseñado para trabajar a presiones superiores a 15 lb/pulg² manométrica.</p>	<p>Los recipientes sujetos a presión deberán construirse de acuerdo con las normas ASME para recipientes sometidos a presión, sección VIII.</p>
<p>Además de los reglamentos y de las normas antes mencionados, las normas de seguridad y salud ocupacionales contienen reglas relativas a tanques y recipientes, como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Definición de líquidos combustibles e inflamables 2. Material de los tanques de almacenamiento 3. Localización de los tanques 4. Ventilación para los tanques 5. Ventilación de alivio por emergencia 6. Purga 7. Instalación de tanques 	

Data Sheet for Tanks & Vessels

PLANT:										
1	IDENTIFICACION			LOADS AT BASE						Kgf
2	ITEM:			EMPTY WEIGHT:						Kgf
3	QUANTITY:			REMOVABLE INTERNALS:						Kgf
4	SERVICE:			ERECTION WEIGHT:						Kgf
5	DATA SHEET:			TEST WEIGHT:						Kgf
6				OPERATING WEIGHT:						Kgf
7				SHUT DOWN WEIGHT:						Kgf
8	OPERATING DATA			EMERGENCY WEIGHT:						Kgf
9	FLUID:			ERECTION MOMENT:						Kgf
10	SPECIFIC GRAVITY:			MAXIMUM MOMENT:						Kgf.m
11	VISCOSITY: Cp			MAXIMUM SHEAR:						Kgf
12	OPERATING PRESSURE: Kg/cm ² (G)									
13	OPERATING TEMPERATURE: °C									
14	STEAM PRESSURE: Kg/cm ² (G)			MAXIMUM ALLOWABLE WORKING PRESSURE						
15	SPECIFIC GRAVITY OF SOLIDS:			NEW:						Kg/cm ² (G)
16	FOULING: mm			CORRODED:						Kg/cm ² (G)
17	DESIGN CONDITIONS			HYDROSTATIC TEST PRESSURE						
18	DESIGN CODE:			NEW – HORIZONTAL POSITION:						Kg/cm ² (G)
19	DESIGN PRESSURE: Kg/cm ² (G)			NEW – VERTICAL POSITION:						Kg/cm ² (G)
20	DESIGN TEMPERATURE: °C			CORRODED – HORIZONTAL POSITION:						Kg/cm ² (G)
21	INSIDE DIAMETER: mm			CORRODED – VERTICAL POSITION:						Kg/cm ² (G)
22	TANGENT TO TANGENT LENGTH: mm			POINT OF MEASUREMENT:						
23	TYPE OF HEADS:									
24	SHELL RADIOGRAPHY:									
25	HEAD RADIOGRAPHY:			CONSTRUCTION						
26	SHELL JOINT EFFICIENCY:			POSTWELD HEAT TREATMENT:						
27	HEAD JOINT EFFICIENCY:			IMPACT TESTING:						
28	CORROSION ALLOWANCE: mm			IMPACT TESTING CODE:						
29	CLAD THICKNESS: mm			THERMAL INSULATION:						
30	BASIC WIND VELOCITY: m/s			FIRE – PROOFING:						
31	FATIGUE ANALYSIS:			PAINTING:						
32	SEISMIC ANALYSIS:			SHIPMENT:						
33	UBICATION ZONE:			INTERNAL LINING:						
34	MATERIALS			NOZZLES						
35	TYPE		CODE	ITEM	QTY	ø	RATING	TYPE	SCH	FUNCTION
36	SHELL (BASE MATERIAL)									
37	HEADS (BASE MATERIALS)									
38	NOZZLES:	FLANGES								
39		NECKS:								
40		COUPLINGS:								
41		PAD:								
42	PIPING PRESURIZED:									
43	PIPING NOT PRESURIZED:									
44	ELBOWS/REDUCERS:									
45	WELDED ATTACH – INTERNALS:									
46	WELDED ATTACH – EXTERNALS:									
47	MIST ELIMINATOR:									
48	EXTERNAL BOLTS/NUTS:									
49	INTERNAL BOLTS/NUTS:									
50	GASKETS-EXTERNALS:									
51	GASKETS-INTERNALS:									
52	VESSEL SUPPORTS:									
53	ANCHOR BOLTS:									
54	CLADDING:									
55	INSULATION:									
56	NAME PLATE:									

TABLAS DE CUBICACION <VOLUMENES EN BARRILES>

TIPO DE TECHO : CONICO
 DIAMETRO PROM. : 29 11.79"
 ALTURA REFER. : 40 4.37"
 ALTURA ANILLOS : 39 7.00"
 NIVEL MAX. OPER. : 39 7.00"

VOLUMEN FONDO 4.48 BARRILES
 VOLUMEN MUERTO 4.48 BARRILES
 VOLUMEN TOTAL : 4972.85 BARRILES

UBICACION REFINERIA CONCHAN
 TANQUE VERTIC. : 46
 PRODUCTO SOLVENTE 3

TEMP. PROMEDIO : 0.00 F
 ALTURA REBOSE : 0 0.00"

FECHA MEDICION: 01/12/98

Factor $T_{mp} = 1 + 12.4 \cdot (T_{mp} - 60 F) / 1000000 + 4 \cdot (T_{mp} - 60 F)^2 / 100000000$

PIES/PULG	0"	1"	2"	3"	4"	5"	6"	7"	8"	9"	10"	11"
0	4.48	7.96	16.39	26.75	37.23	47.71	58.19	68.67	79.15	89.62	100.10	110.58
1	121.06	131.54	142.04	152.55	163.05	173.56	184.07	194.58	205.09	215.59	226.09	236.59
2	247.08	257.57	268.06	278.55	289.04	299.53	310.02	320.51	331.00	341.49	351.98	362.47
3	372.96	383.45	393.94	404.43	414.92	425.41	435.90	446.39	456.87	467.35	477.83	488.31
4	498.79	509.27	519.75	530.23	540.71	551.19	561.67	572.14	582.62	593.10	603.58	614.06
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
5	624.54	635.02	645.49	655.97	666.45	676.92	687.40	697.88	708.35	718.83	729.31	739.78
6	750.26	760.74	771.21	781.69	792.17	802.64	813.12	823.60	834.08	844.55	855.03	865.51
7	875.98	886.46	896.94	907.41	917.89	928.37	938.84	949.32	959.80	970.27	980.75	991.23
8	1001.70	1012.18	1022.66	1033.13	1043.61	1054.09	1064.56	1075.04	1085.52	1095.99	1106.47	1116.95
9	1127.42	1137.90	1148.38	1158.85	1169.33	1179.81	1190.28	1200.76	1211.24	1221.71	1232.19	1242.67
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
10	1253.15	1263.62	1274.10	1284.58	1295.06	1305.54	1316.01	1326.49	1336.97	1347.45	1357.93	1368.41
11	1378.88	1389.36	1399.84	1410.32	1420.80	1431.27	1441.75	1452.23	1462.71	1473.19	1483.67	1494.14
12	1504.62	1515.10	1525.58	1536.06	1546.53	1557.01	1567.49	1577.97	1588.45	1598.93	1609.40	1619.88
13	1630.36	1640.84	1651.32	1661.79	1672.27	1682.75	1693.23	1703.71	1714.18	1724.66	1735.14	1745.62
14	1756.10	1766.58	1777.05	1787.53	1798.01	1808.49	1818.97	1829.44	1839.92	1850.40	1860.88	1871.35
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
15	1881.83	1892.31	1902.78	1913.26	1923.73	1934.21	1944.69	1955.16	1965.64	1976.11	1986.59	1997.07
16	2007.54	2018.02	2028.49	2038.97	2049.45	2059.92	2070.40	2080.87	2091.35	2101.83	2112.30	2122.78
17	2133.25	2143.73	2154.21	2164.68	2175.16	2185.63	2196.11	2206.59	2217.06	2227.54	2238.01	2248.49
18	2258.97	2269.44	2279.92	2290.39	2300.87	2311.35	2321.82	2332.30	2342.77	2353.25	2363.73	2374.20
19	2384.68	2395.15	2405.63	2416.11	2426.58	2437.06	2447.53	2458.01	2468.49	2478.96	2489.44	2499.92
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
20	2510.39	2520.87	2531.35	2541.83	2552.30	2562.78	2573.26	2583.74	2594.21	2604.69	2615.17	2625.65
21	2636.12	2646.60	2657.08	2667.56	2678.03	2688.51	2698.99	2709.46	2719.94	2730.42	2740.90	2751.37
22	2761.85	2772.33	2782.81	2793.28	2803.76	2814.24	2824.72	2835.19	2845.67	2856.15	2866.63	2877.10
23	2887.58	2898.06	2908.54	2919.01	2929.49	2939.97	2950.45	2960.92	2971.40	2981.88	2992.36	3002.83
24	3013.31	3023.79	3034.27	3044.74	3055.22	3065.70	3076.17	3086.65	3097.13	3107.61	3118.09	3128.56
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
25	3139.04	3149.52	3160.00	3170.48	3180.95	3191.43	3201.91	3212.39	3222.87	3233.35	3243.82	3254.30
26	3264.78	3275.26	3285.74	3296.21	3306.69	3317.17	3327.65	3338.13	3348.61	3359.08	3369.56	3380.04
27	3390.52	3401.00	3411.47	3421.95	3432.43	3442.91	3453.39	3463.87	3474.34	3484.82	3495.30	3505.78
28	3516.26	3526.73	3537.21	3547.69	3558.17	3568.65	3579.13	3589.60	3600.08	3610.56	3621.04	3631.52
29	3641.99	3652.47	3662.95	3673.43	3683.91	3694.39	3704.86	3715.34	3725.82	3736.30	3746.78	3757.26
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
30	3767.74	3778.22	3788.70	3799.18	3809.66	3820.14	3830.62	3841.11	3851.59	3862.07	3872.55	3883.03
31	3893.51	3903.99	3914.47	3924.95	3935.43	3945.91	3956.39	3966.87	3977.35	3987.83	3998.31	4008.79
32	4019.27	4029.75	4040.23	4050.71	4061.19	4071.67	4082.15	4092.63	4103.11	4113.59	4124.07	4134.56
33	4145.04	4155.52	4166.00	4176.48	4186.96	4197.44	4207.92	4218.40	4228.88	4239.36	4249.84	4260.32
34	4270.80	4281.28	4291.76	4302.24	4312.72	4323.20	4333.68	4344.16	4354.64	4365.12	4375.60	4386.07
INTERP. 0.1"		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8"		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
35	4396.55	4407.03	4417.51	4427.99	4438.47	4448.94	4459.42	4469.90	4480.38	4490.86	4501.33	4511.81
36	4522.29	4532.77	4543.25	4553.73	4564.20	4574.68	4585.16	4595.64	4606.12	4616.59	4627.07	4637.55
37	4648.03	4658.51	4668.98	4679.46	4689.94	4700.42	4710.90	4721.38	4731.85	4742.33	4752.81	4763.29
38	4773.77	4784.24	4794.72	4805.20	4815.68	4826.16	4836.64	4847.11	4857.59	4868.07	4878.55	4889.03
39	4899.50	4909.98	4920.46	4930.94	4941.42	4951.90	4962.37	4972.85				

LOS VALORES DE INTERPOLACION PUEDEN USARSE DESDE 0 2.63", NO CONSIDERAN ACCESORIOS Y SON CANTIDADES APROXIMADAS

TABLAS DE ULLAGE <VOLUMENES EN BARRILES>

TIPO DE TECHO : CONICO
 DIAMETRO PROM. : 29 11.79"
 ALTURA REFER. : 40 4.37"
 ALTURA ANILLOS : 39 7.00"
 NIVEL MAX. OPER. : 39 7.00"
 VOLUMEN FONDO : 4.48 BARRILES
 VOLUMEN MUERTO : 4.48 BARRILES
 VOLUMEN TOTAL : 4972.85 BARRILES
 Fa ctor Temp = 1+12.4*(Temp-60F)/1000000+4*(Temp-60F)/(Temp-60F)/1000000000

UBICACION : REFINERIA CONCHAN
 TANQUE VERTIC. : 46
 PRODUCTO : SOLVENTE 3
 TEMP. PROMEDIO : 0.00 F
 ALTURA REBOSE : 0 0.00'
 FECHA MEDICION : 01/12/98

PIES/PULG	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0											4955.30	4955.82
1	4945.35	4934.87	4924.39	4913.91	4903.43	4892.96	4882.48	4872.00	4861.52	4851.04	4840.57	4830.09
2	4819.61	4809.13	4798.65	4788.17	4777.70	4767.22	4756.74	4746.26	4735.78	4725.31	4714.83	4704.35
3	4693.87	4683.39	4672.91	4662.44	4651.96	4641.48	4631.00	4620.52	4610.05	4599.57	4589.09	4578.61
4	4568.13	4557.65	4547.18	4536.70	4526.22	4515.74	4505.26	4494.79	4484.31	4473.83	4463.35	4452.87
6	4442.39	4431.92	4421.44	4410.96	4400.48	4390.00	4379.53	4369.05	4358.57	4348.09	4337.61	4327.13
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
6	4316.65	4306.17	4295.69	4285.21	4274.73	4264.25	4253.77	4243.29	4232.81	4222.33	4211.85	4201.37
7	4190.89	4180.41	4169.93	4159.45	4148.97	4138.49	4128.01	4117.52	4107.04	4096.56	4086.08	4075.60
8	4065.12	4054.64	4044.16	4033.68	4023.20	4012.72	4002.24	3991.76	3981.28	3970.80	3960.32	3949.84
9	3939.36	3928.88	3918.40	3907.92	3897.44	3886.96	3876.48	3866.00	3855.52	3845.04	3834.56	3824.07
10	3813.59	3803.11	3792.63	3782.15	3771.67	3761.19	3750.71	3740.23	3729.75	3719.27	3708.79	3698.31
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
11	3687.84	3677.36	3666.88	3656.40	3645.92	3635.45	3624.97	3614.49	3604.01	3593.53	3583.05	3572.58
12	3562.10	3551.62	3541.14	3530.66	3520.19	3509.71	3499.23	3488.75	3478.27	3467.79	3457.32	3446.84
13	3436.36	3425.88	3415.40	3404.93	3394.45	3383.97	3373.49	3363.01	3352.53	3342.06	3331.58	3321.10
14	3310.62	3300.14	3289.67	3279.19	3268.71	3258.23	3247.75	3237.28	3226.80	3216.32	3205.84	3195.36
16	3184.88	3174.41	3163.93	3153.45	3142.97	3132.49	3122.02	3111.54	3101.06	3090.58	3080.10	3069.63
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
16	3059.15	3048.67	3038.19	3027.72	3017.24	3006.76	2996.28	2985.81	2975.33	2964.85	2954.37	2943.90
17	2933.42	2922.94	2912.47	2901.99	2891.51	2881.03	2870.56	2860.08	2849.60	2839.12	2828.65	2818.17
18	2807.69	2797.21	2786.74	2776.26	2765.78	2755.30	2744.83	2734.35	2723.87	2713.39	2702.92	2692.44
19	2681.96	2671.48	2661.01	2650.53	2640.05	2629.57	2619.10	2608.62	2598.14	2587.66	2577.19	2566.71
20	2556.23	2545.75	2535.28	2524.80	2514.32	2503.85	2493.37	2482.89	2472.41	2461.94	2451.46	2440.99
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
21	2430.51	2420.03	2409.56	2399.08	2388.61	2378.13	2367.65	2357.18	2346.70	2336.23	2325.75	2315.27
22	2304.80	2294.32	2283.85	2273.37	2262.89	2252.42	2241.94	2231.47	2220.99	2210.51	2200.04	2189.56
23	2179.09	2168.61	2158.13	2147.66	2137.18	2126.71	2116.23	2105.75	2095.28	2084.80	2074.33	2063.85
24	2053.37	2042.90	2032.42	2021.95	2011.47	2000.99	1990.52	1980.04	1969.57	1959.09	1948.62	1938.14
26	1927.66	1917.19	1906.71	1896.24	1885.76	1875.28	1864.81	1854.33	1843.85	1833.37	1822.90	1812.42
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
26	1801.94	1791.46	1780.98	1770.51	1760.03	1749.55	1739.07	1728.59	1718.11	1707.64	1697.16	1686.68
27	1676.20	1665.72	1655.25	1644.77	1634.29	1623.81	1613.33	1602.85	1592.38	1581.90	1571.42	1560.94
28	1550.46	1539.99	1529.51	1519.03	1508.55	1498.07	1487.59	1477.12	1466.64	1456.16	1445.68	1435.20
29	1424.73	1414.25	1403.77	1393.29	1382.81	1372.33	1361.86	1351.38	1340.90	1330.42	1319.94	1309.47
30	1298.99	1288.51	1278.03	1267.55	1257.07	1246.60	1236.12	1225.64	1215.17	1204.69	1194.21	1183.74
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
31	1173.26	1162.78	1152.30	1141.83	1131.35	1120.87	1110.40	1099.92	1089.44	1078.97	1068.49	1058.01
32	1047.54	1037.06	1026.58	1016.11	1005.63	995.15	984.68	974.20	963.72	953.25	942.77	932.29
33	921.82	911.34	900.86	890.39	879.91	869.43	858.96	848.48	838.00	827.53	817.05	806.57
34	796.10	785.62	775.14	764.67	754.19	743.71	733.24	722.76	712.28	701.81	691.33	680.85
36	670.38	659.90	649.42	638.95	628.47	617.99	607.51	597.03	586.55	576.07	565.59	555.12
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.33	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			
36	544.64	534.16	523.68	513.20	502.72	492.24	481.76	471.28	460.80	450.32	439.83	429.34
37	418.85	408.36	397.87	387.38	376.89	366.40	355.91	345.42	334.93	324.45	313.96	303.47
38	292.98	282.49	272.00	261.51	251.02	240.53	230.03	219.53	209.03	198.52	188.01	177.50
39	166.99	156.49	145.98	135.48	124.99	114.51	104.03	93.55	83.07	72.60	62.12	51.64
40	41.16	30.68	20.20	10.71	5.01							
INTERP. 0.1'		1.05	2.10	3.14	4.19	5.24	6.29	7.34	8.38	9.43	10.48	
INTERP. 1/8'		1.31	2.62	3.93	5.24	6.55	7.86	9.17	10.48			

LOS VALORES DE INTERPOLACION PUEDEN USARSE HASTA 40 1.75", NO CONSIDERAN ACCESORIOS Y SON CANTIDADES APROXIMADAS

TANQUES DE ALMACENAMIENTO – RFCO

(OCT. 2000)

Nº	DIMENSIONES D x H (Pies)	CAPACIDAD MB	SERVICIO	INVENTARIO MIN. (MB)	TIPO DE TECHO	AÑO DE CONSTRUC.
2	73 x 40	30.0	CRUDO	2.0	CONICO	1957
6	100 x 44	60.0	CRUDO	4.5	CONICO	1958
7	73 x 40	30.0	BASE ASFALTICA	3.5	CONICO	1958
8	73 x 40	30.0	CRUDO	3.5	CONICO	1961
21	95 x 48	60.0	CRUDO	4.0	CONICO	1963
40	93 x 42	50.0	CRUDO	3.0	CONICO	N.D.
TOTAL	CRUDOS	260.0		20.5		
4	25 x 36	3.0	SLOP	0.2	CONICO	1957
10	25 x 36	3.0	AGUA INDUSTRIAL		CONICO	1961
48		20.0	AGUA INDUSTRIAL		CONICO	1999
44	12 x 9	0.2	SODA CAUSTICA		CONICO	N.D.
45	8 x 18	0.1	SODA CAUSTICA		CONICO	1998
TOTAL	OTROS SERV.	26.3		0.2		
16	36 x 40	7.5	GASOLINA	0.1	SAB. FLOT.	1961
17	36 x 40	7.5	GASOLINA	0.1	SAB. FLOT.	1961
18	42 x 40	10.0	GASOLINA	0.1	SAB. FLOT.	1961
20	55 x 48	20.0	GASOLINA	0.7	FLOTANTE	1963
23	87 x 48	50.0	GASOLINA	2.0	FLOTANTE	1963
24	27 x 48	5.0	GASOLINA	0.1	CONICO	1962
25	27 x 48	5.0	GASOLINA	0.1	CONICO	1962
26	27 x 48	5.0	GASOLINA	0.1	CONICO	1962
31	55 x 48	20.0	GASOLINA	0.15	CONICO	1967
32	55 x 48	20.0	GASOLINA	0.15	CONICO	1967
41	26 x 31	3.0	GASOLINA	0.05	CONICO	N.D.
TOTAL	GASOLINAS	153.0		3.65		
11	30 x 40	5.0	SOLVENTE RC-250	0.1	CONICO	1961
35	15 x 29	1.0	SOLVENTE Nº1	0.02	CONICO	1970
38	22 x 15	1.0	SOLVENTE Nº3	0.1	CONICO	1978
42	9 x 27	0.5	SOLVENTE Nº1	0.01	HORIZONTAL	1976
43	9 x 27	0.5	SOLVENTE Nº1	0.01	HORIZONTAL	1976
46	30 x 40	5.0	SOLVENTE Nº3	0.15	CONICO	1998
TOTAL	SOLVENTE	12.6		0.39		
12	30 x 31	5.0	KEROSENE	0.3	CONICO	1961
19	42 x 40	10.0	KEROSENE	0.3	CONICO	1961
28	27 x 48	5.0	KEROSENE	0.5	CONICO	1962
TOTAL	KEROSENE	40.0		0.55		
15	36 x 40	7.5	DIESEL-2	0.1	CONICO	1961
27	27 x 48	5.0	DIESEL-2	0.1	CONICO	1962
28	27 x 48	5.0	DIESEL-2	0.1	CONICO	1962
34	134 x 48	120.0	DIESEL-2	5.3	CONICO	1966
TOTAL	DIESEL	137.5		5.6		
1	73 x 40	30.0	RESIDUAL	0.5	CONICO	1957
5	100 x 44	60.0	RESIDUAL	1.3	CONICO	1958
13	42 x 40	10.0	RESIDUAL	0.2	CONICO	1961
22	55 x 48	20.0	RESIDUAL	0.1	CONICO	1963
39	17 x 16	0.7	RESIDUAL	0.1	CONICO	1973
49	42 x 71	29.5	RESIDUAL	1.0	CONICO	2000
TOTAL	RESIDUAL	160.2				
3A	45 x 42	11.3	CEMENTO ASFALTICO	0.2	CONICO	1995
9	36 x 40	7.5	CEMENTO ASFALTICO	0.2	CONICO	1961
14	42 x 40	10.0	ASFALTO LIQUIDO	0.1	CONICO	1961
33	27 x 48	5.0	CEMENTO ASFALTICO	0.15	CONICO	1967
36	22 x 17	1.0	MEZCLADOR CA's	0.01	CONICO	1985
37	12 x 8	0.14	MEZCLADOR CA's	0.01	CONICO	1986
47	41 x 35	8.0	CEMENTO ASFALTICO	0.5	CONICO	1998
TOTAL	ASFALTOS	42.9				
TOTAL	PRODUCTOS	507.1				
1Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
2Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
3Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
4Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
5Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
6Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1972
7Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1972
8Q	15 x 31	1.0	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1969
9Q	20 x 30	1.7	PROD. QUIMICOS	0.05	CONICO	1972
10Q	20 x 30	1.7	PROD. QUIMICOS	0.05	CONICO	1972
11Q	10 x 15	0.3	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1964
12Q	10 x 15	0.3	PROD. QUIMICOS	0.01	CONICO	1964
TOTAL	PROD. QUIMICOS	12.0		0.2		