

**DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA TANQUES
ATMOSFÉRICOS Y VASIJAS DE ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS A
PRESIÓN**

**ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ
JULIE XIMENA CASTILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA TANQUES
ATMOSFÉRICOS Y VASIJAS DE ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS A
PRESIÓN**

**ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ
JULIE XIMENA CASTILLO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. FREDDY ABELARDO NARIÑO; M.Sc.

Codirector

Ing. OLGA PATRICIA ORTIZ; M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A mi mami por ser la heroína de mi tiempo y ser la gran inspiración de cada uno de mis sueños, a mi papá por su apoyo incondicional, y su maravillosa comprensión y a fania por la paciencia de soportar a una hermana mayor tan exigente.

Adriana Gómez Hernández

A Dios por su infinita misericordia y permitirme vivir y conocer a tantas personas maravillosas a lo largo de mi carrera.

A mi madre, por su amor sin condiciones y el implacable lápiz rojo con que me ayudo a alcanzar este sueño.

A mi padre, con todo mi amor y mi agradecimiento por su inagotable paciencia y comprensión.

A mi hermano Christian por tantos años de amistad cómplice y verdadera y por contribuir en la herramienta que hiciera posible culminar este proyecto.

Para mi hermano Juan Pablo, a su capacidad de hacer de la vida un bello cuento, a su alegría contagiosa que se desborda en su mirada chispeante y su picara sonrisa.

A mi tío Jesús, quien desde el cielo ha sido mi lazarillo que ilumina cada día de mi existencia.

Julie Ximena Castillo

AGRADECIMIENTOS

A la escuela de Ingeniería de petróleos por nuestra formación como profesionales y por la calidad humana brindada.

Al Ingeniero Freddy Abelardo Nariño Docente de la carrera y director de este proyecto, por su constante asesoría, observaciones y sugerencias durante el desarrollo de la tesis.

A el profe, el ingeniero Fernando Calvete por su gran paciencia con las correcciones de la guerra de las estrellas.

Y a todos aquellos que se cruzaron en nuestro camino, y que de una u otra forma aportaron a nuestro crecimiento profesional y sobre todo personal.

TITULO: DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA TANQUES ATMOSFÉRICOS Y VASIJAS DE ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS A PRESIÓN. ▫

AUTORES: JULIE XIMENA CASTILLO AFANADOR^{*}
ADRIANA GOMEZ HERNANDEZ^{***}**

Palabras claves: tanques de almacenamiento de hidrocarburos, recipientes a presión, normas de estandarización para tanques, tanques de proceso, tanques de fiscalización, corrosión en tanques, inspección de tanques, relación de esbeltez, diseño de tanques.

RESUMEN

La alta incidencia de accidentes, las pérdidas de combustible y el deterioro temprano de equipos de almacenamiento de líquidos entre otros aspectos involucrados en la batería de producción suscitaron a la elaboración de un manual de operación sujeto a las normas de estandarización para diseño, construcción, prevención, reparación y seguridad, empleadas internacionalmente, que ayuden a minimizar las pérdidas que normalmente ocurren por las características propias del petróleo. Así mismo se abordan aspectos relevantes en cuanto al diseño dependiendo de la necesidad de almacenamiento, tipo de producto, áreas disponibles, distancias a otras instalaciones, teniendo siempre las disposiciones de seguridad, ya que los tanques por estar a alturas significativas, están expuestos a los rayos de las tormentas eléctricas y producto de su contenido, son altamente inflamables y pueden ocasionar accidentes lamentables. Por lo tanto, hay un número definido de normas de seguridad las cuales deben ser seguidas estrictamente para evitar lesiones serias o la muerte, así como también daños a la propiedad y pérdida de producción. Otros de los aspectos a destacar, tratados a profundidad en el texto es el registro informativo, para garantizar la confiabilidad de la información volumétrica del tanque así como la seguridad en su operación, atendiendo además de la necesidad de una estandarización en la inspección de los tanques con el objetivo de evitar un colapso por problemas de corrosión. De esta forma se busca con este estudio sugerir procedimientos estándares confiables y seguros para la operación y diseño de tanques a presión atmosférica y recipientes a presión.

▫ PROYECTO DE GRADO

*** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS; ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

TITLE: DEFINITION OF OPERATIVE STANDARDS FOR ATMOSPHERIC TANKS AND PRESSURE VESSELS OF LIQUIDS. [▪]

AUTHORS: JULIE XIMENA CASTILLO AFANADOR^{*}
ADRIANA GOMEZ HERNANDEZ^{***}**

Keywords: Hydrocarbon storage tanks, pressure vessels, norm of standardization tanks, processing tanks, audit tanks, tanks corrosion, inspection of liquids, tanks inspection, building relation, tank design.

ABSTRACT

The high incidence of accidents, fuel loss, premature deterioration of liquids storage equipments, among other involved aspects in the battery of production, summoned to the elaboration of an operating hand-book, subjected to norms of standardization for the design, construction, prevention, reparation and security applied internationally, that help to minimize the losses that normally occur due to the own characteristics of the petroleum. In the same way are taken into account some relevant aspects according to the design depending on the needs of the storage, type of product, available areas, distance to other branches, always having the security dispositions, since these tanks are at significant heights; They are expose to electrical storms lightning and their content; They are also highly inflammable being able to bring about lamentable accidents. Therefore there are a number of security standards which must be followed strictly to avoid serious injuries as well as damages to the property and loss of production. Other of the aspect to put emphasize on, handled deeply in the text, it is the informative register to warrant the trustiness of the volumetric information of the tank as well as the security of the operation, paying attention also to the necessity of an standardization in the tanks inspection in order to avoid its collapse for corrosion problems. In this way, it is searched with this study to suggest trusty and secure standard procedures for the operation and design of atmospheric pressure tanks and pressure vessels.

[▪] PROYECTO DE GRADO

^{***} FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS; ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	14
1.1. PARTES DE UN TANQUE	15
1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES.....	15
1.2.1. Tanques atmosféricos	16
1.2.2. Tanques a bajas presiones	16
1.2.3. Tanques a altas presiones (pressure vessels)	16
1.2.4. Según la forma del tanque	17
1.2.5. Según el producto que almacenan.....	22
1.2.6. Según su material de fabricación	22
1.2.7. Según su uso	23
1.3. DEFINICIÓN DE COLORES	24
1.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA TANQUES	26
2. DISEÑO DE TANQUES	27
2.1. DISEÑO DEL FONDO DEL TANQUE	27
2.2.1. Diámetro del tanque	28
2.2.2. Altura y relación de esbeltez	29
2.2.3. Espesor del casco o cuerpo del tanque.....	29
2.3. DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESION	31
2.4. NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO.....	33
2.4.1. Tanques de almacenaje	33
2.4.2. Recipientes a presión	35
3.1. PREVENCIÓN.....	37
3.1.1. Con el tanque en operación	38

3.1.2. Con el Tanque Fuera de Servicio	39
3.1.3. Medidas de prevención complementarias	40
3.2. LIMPIEZA	45
3.2.1. Precauciones a tener en cuenta	47
3.2.2. Limpieza con Chorro de Arena y Pintura de Tanques	51
3.3. INSPECCIÓN	54
3.3.1. Técnicas de inspección	55
3.3.3. Alarmas de Seguridad (Caso Real)	64
3.4. REPARACIÓN	70
3.5 CALIBRACION DE TANQUES	73
3.5.1 Verificación de la altura de referencia	74
3.5.2 Recalculo de la tabla de aforo	75
3.5.3 Calibración	75
3.6 MEDICION ESTATICA	76
3.6.1 Medición del producto y del agua	77
3.6.2 Medición de nivel de producto	79
3.6.3 Medición de nivel de Agua Libre	81
3.6.4 Observaciones importantes para la medición	83
3.6.5. Determinación de temperatura	84
4. SELECCION DE LA CAPACIDAD DE LOS TANQUES.....	88
4.1 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN	88
4.2 TRATAMIENTO DE CRUDO	89
4.2.1 Gunbarrel	90
4.2.2 Wash tank	92
4.2.3 Skim tank.....	93
4.2.3 Tanque de estabilización o proceso	94
4.3 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO	94

4.4 TANQUES DE FISCALIZACIÓN DE CRUDO	95
5. CORROSIÓN EN TANQUES	96
5.1. MÉTODOS DE PROTECCIÓN	96
5.1.1. Inhibidores	96
5.1.2. Recubrimiento	97
5.1.3. Protección catódica	104
6. SEGURIDAD Y CONTRAINCENDIO	107
6.1. DIQUES	107
6.2. DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE TANQUES E INSTALACIONES	109
6.3. CONTROL DE INCENDIOS	111
6.3.1. De inmersión	112
6.3.2. Con Cámaras de Espuma	112
6.3.3. Con espuma transportadas en torretas	113
6.3.4. Con espuma aplicada por boquilla y monitores	113
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFIA	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tanque de Techo cónico. Estación de Puerto Salgar	18
Figura 2 Tanque de Techo Flotante. Estación Puerto Salgar.....	19
Figura 3 Tanque Esférico. www.vijaytanks.com/spheres.htm	21
Figura 4 Tanque de almacenamiento. Estación de Campo CantaGallo-Colombia	25
Figura 5 Tanque de almacenamiento. Estación de producción Campo Bosconia, Colombia	25
Figura 6 Distribución de la terminal de almacenamiento. Tomada de http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf	65
Figura 7 Fotografía del accidente en el tanque D2. Tomada de http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf	66
Figura 8 Vista esquemática del fondo del tanque D2. Tomada de http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf	67
Figura 9 Cinta y plomada para método al vacío. Manual Único de Medición ECP, 2000	79
Figura 10 Cinta y plomada para Método a Fondo. Manual Único de Medición	82
Figura 11 Dique. Campo Yaguará.....	108

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Colores de Tanques. Los Autores	24
Tabla 2 Características generales para tanques. Los Autores	26
Tabla 3 Diámetro del Tanque & Espesor Mínimo. API 650	30
Tabla 4 Intervalos entre revisiones de tanques. Los Autores	37
Tabla 5 Distancias recomendadas entre unidades para plantas químicas y petroleras según Industrial Risk Insurers (IRI).	43
Tabla 6 Distancias recomendadas entre tanques de almacenamiento en plantas químicas y petroleras	44
Tabla 7 Requerimientos de Inspección .API 653.....	54
Tabla 8 Principales técnicas para inspección en tanques atmosféricos. Los Autores	60
Tabla 9 Selección de Capacidad de los Tanques. Los Autores	95
Tabla 10 Especificaciones de Pinturas de acabado para exteriores de Tanques N.1.WWI PROCAT, S.L.....	102
Tabla 11 Especificaciones de Pinturas de Acabado para exteriores de Tanques N.2. WWI PROCAT, S.L.....	103
Tabla 12 Especificaciones de Pinturas de Acabado para exteriores de Tanques N.3. WWI PROCAT, S.L.....	104
Tabla 13 Distancias mínimas de tanques en estaciones de bombeo continuo, gas natural. Los Autores	109
Tabla 14 Distancias mínimas de tanques en estaciones de bombeo de crudo, ACPM, Keroseno. Los autores	110
Tabla 15 Distancias mínimas de tanques en costa afuera. Los Autores	110
Tabla 16 Distancias mínimas en tanques en refinería. Los Autores.....	111

INTRODUCCIÓN

Entre los procesos que hacen del petróleo un elemento vital y un factor estratégico de desarrollo que ha contribuido a la formación del mundo actual, se encuentra su almacenamiento, una vez se ha extraído y se han separado los elementos con los que generalmente viene acompañado. El almacenamiento se lleva a cabo por medio de tanques que deben cumplir con una serie de especificaciones dependientes de las propiedades del crudo y del tipo de hidrocarburo que se requiera almacenar, con el objetivo de hacer de estos elementos, una herramienta eficaz en la industria petrolera capaces de permitir además de la medición de las propiedades de los hidrocarburos, la realización de tratamientos que optimicen la calidad del producto antes de salir al mercado.

Con el pasar de los años se han ido modernizando y hoy en día encontramos diversos tipos de tanques que se acoplan a los requerimientos y parámetros establecidos a la hora de almacenar un determinado producto.

El desarrollo de este proyecto exhorta a la comprensión de conceptos propios de diseño, prevención, y operación de tanques de almacenamiento de hidrocarburos ampliamente definidos en este texto, sujetos a las normas internacionales de estandarización, API y ASME que acreditan a los usuarios de estas normas a certificar que son competentes en la fabricación de productos que se encuentren en estos estándares de calidad.

A pesar de que la palabra tanque solo identifica una parte del equipo de una facilidad de superficie, estos se han usado de maneras innumerables, por eso se vió la necesidad de tener un manejo integral, y crear así una serie de procedimientos que al seguirlos hagan del proceso posterior a la producción inexorablemente más confiable y seguro.

1. GENERALIDADES

El almacenamiento de petróleo constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y lodos del crudo antes del despacharlo por oleoducto o refinación.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y son los únicos aprobados actualmente por la aduana.

Un estudio adecuado del almacenaje teniendo en cuenta las necesidades inmediatas, las reservas, los hallazgos de petróleo futuros, los espacios disponibles, los accesos, la seguridad, etc., hacen de los tanques de almacenamiento una parte fundamental para la industria.

Se define como tanque de almacenamiento a cualquier recipiente con una capacidad para Líquidos que exceda los 277 litros (60 galones US), utilizado en Instalaciones fijas y que no es utilizado para procesamiento.

Los crudos que se extraen y se refinan, no siempre son del mismo tipo y cada uno necesita un tanque de almacenamiento diferente, es por eso que existen diferentes clases de tanques y cada uno cumple una serie de requisitos dependiendo de las características del producto a almacenar.

1.1. PARTES DE UN TANQUE

Además del tanque en si (base, cuerpo, y techo) se encuentran los siguientes accesorios los cuales son muy importantes para el buen funcionamiento y manejo del mismo:

1. Escalera: para tener acceso al techo, realizar y verificar mediciones.
2. Indicadores de nivel: muestra el nivel del producto almacenado.
3. Válvulas: generalmente de compuerta, ya que permiten una apertura parcial.
4. Venteo: para evacuar vapores que se acumulan en el tanque.
5. Orificio del techo: para hacer mediciones con cinta.
6. Manhole: para acceso del operador con el fin de realizar mantenimiento o reparaciones.
7. Entradas de crudo: generalmente se encuentran en la parte inferior del tanque, y están unidas a un dispersor con el fin de evitar el flujo turbulento del fluido cuando ingresa al tanque.
8. Boca de salida: para evacuar el fluido almacenado a las líneas de transporte.

1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES

Existen muchas formas de clasificar los tanques, sin una convención mundial, sin embargo existe una clasificación que es empleada por las normas, los códigos y regulaciones que está basado en la presión interna de un tanque. Este método es útil ya que depende de una propiedad física fundamental a la que están sujetos los tanques de almacenamiento de líquidos.

1.2.1. Tanques atmosféricos

Los tanques llamados atmosféricos son usualmente operados a presiones internas ligeramente por encima de la presión atmosférica, los códigos definen que un tanque atmosférico es el aquel que opera a $\frac{1}{2}$ Psig por encima de la presión atmosférica.

1.2.2. Tanques a bajas presiones

Irónicamente, baja presión en el contexto de tanques significa tanques que están a presiones superiores a la presión atmosférica. Estos tanques son operados hasta los 15 Psig de la presión atmosférica.

1.2.3. Tanques a altas presiones (pressure vessels)

Como es sabido, muchos de los productos requeridos o producidos en las industrias requieren para su almacenaje y utilización de presiones superiores a la atmosférica, dando lugar así a los llamados recipientes a presión. Estos equipos deberán ser capaces de contener productos de diferente naturaleza química bajo las condiciones de operación requeridas (presiones, temperaturas, concentraciones, etc.)

Los tanques a altas presión (funcionamientos sobre los 15 psig) son una forma especial de container y son tratados separadamente de los tanques por todos los códigos, normas, y regulaciones.

Otras clasificaciones mayores de tanques

1.2.4. Según la forma del tanque

- Cilíndricos con techo cónico

Estos tanques son diseñados con el fin de almacenar productos con presión de vapor relativamente baja, la presión de vapor se conoce como la presión que ejerce los vapores de un producto sobre las paredes internas de un recipiente, a mayor dificultad de evaporación, menor cantidad de vapor y por lo tanto menor presión se ejerce sobre las paredes de dicho recipiente por lo tanto los productos almacenados en estos tanques no tienen la tendencia a producir vapores a temperatura ambiente.

La presión manejada en este tipo de tanques es igual a la presión atmosférica, es muy importante resaltar que los fluidos almacenados en este tipo de tanques deben tener un flash point mayor a 150°F.

Algunos productos que se pueden almacenar en un tanque cilíndrico con techo cónico son: combustóleos, Diesel, Queroseno, Gasolinas pesadas y Crudos.



Figura 1 Tanque de Techo cónico. Estación de Puerto Salgar

- Tanques cilíndricos con fondo y tapa cóncavos:

Estos tanques son utilizados preferentemente para almacenar productos con presiones de vapor relativamente altas, es decir con gran tendencia a emitir vapores a la temperatura ambiente, esto con el fin de evitar o reducir al máximo pérdidas del producto a causa de la evaporación; además la forma del fondo y de la tapa proporcionan una mayor resistencia a los esfuerzos causados por las posibles altas presiones que se dan.

Estos tanques son aptos para almacenar gasolinas livianas como son: Gasolina de motor, Gasolina Premium, Gasolina para aviación y Productos similares.

- Tanques cilíndricos con techo flotante:

Se asemejan en su construcción a los tanques cilíndricos con techo cónico con la diferencia que su tapa superior es una superficie que se encuentra en contacto directo con el producto almacenado y flota sobre él, esto con el fin de evitar

pérdidas por evaporación y evitar la acumulación de vapores que podrían ocasionar daños debido a las altas presiones de vapor, la presión nunca es mayor a la presión atmosférica. El techo flotante se desplaza verticalmente de acuerdo al nivel del producto que almacena.

Los tanques de techo flotantes más comunes son de tipo pontón anular con una cubierta central sencilla. En el centro de la cubierta, está colocado un sumidero para drenaje de agua el cual tiene conectada una manguera que está conectada a una línea con su válvula en la parte inferior del tanque. Esta manguera está provista de una válvula de retención

Este tipo de tanque es adecuado para almacenar productos con flash point menores a 150°F y presiones de vapor relativamente altas tales como las gasolinas livianas. Otra ventaja de este tanque es que no genera electricidad estática.



Figura 2 Tanque de Techo Flotante. Estación Puerto Salgar

- Tanques cilíndricos con membrana:

Con estos tanques se logra minimizar la formación de gases y las pérdidas por evaporación. Son diseñados especialmente para almacenar productos livianos.

La membrana de estos tanques está en contacto directo y se coloca en la parte interior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el producto almacenado. Así se disminuye la formación de gases disminuyendo la evaporación del producto almacenado.

Existen diferentes tipos de membranas entre ellas están:

- Membranas de uretano rígida.
- Membranas de material flexible recubierto.
- Paneles de aluminio con tubería de aluminio.
- Pontones de aluminio en la periferia.

- Tanques esféricos:

Son utilizados para almacenar productos que poseen una presión de vapor muy alta (25 a 200 psi), tales como butanos, propanos, amoníaco, hidrógeno, oxígeno, y nitrógeno.

La principal propiedad de este tipo de tanques es que son tanques construidos herméticamente lo cual elimina las pérdidas cuando se llenan o desocupan.

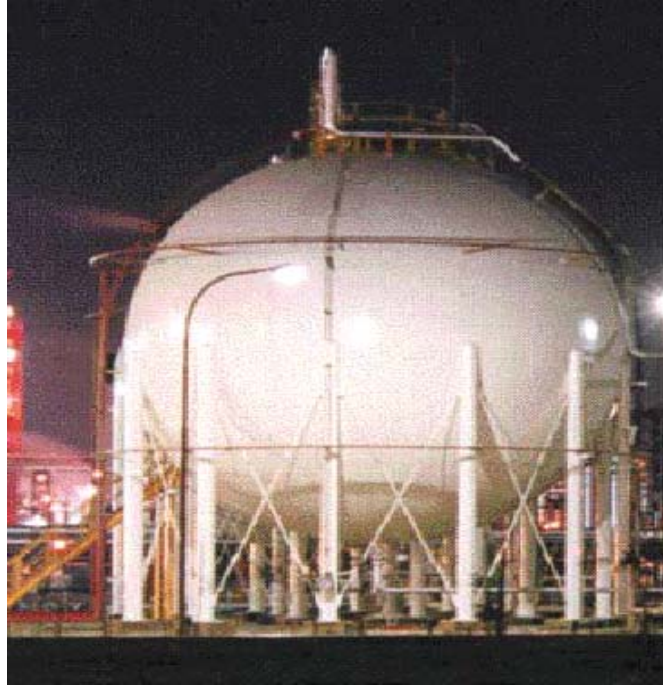


Figura 3 Tanque Esférico. www.vijaytanks.com/spheres.htm

- Tanques con techo de domo geodésicos

Los techos están formados por un conjunto de estructuras de aluminio que al unirlos completamente toman la forma de la superficie terrestre.

Estos techos pueden reducir las pérdidas por evaporación en una cifra cercana al 15%, ya que trabajan conjuntamente con una membrana flotante que está directamente en contacto con el fluido, lo cual minimiza la generación de vapores. Los techos geodésicos son más livianos, poseen buena estabilidad sísmica y una durabilidad más prolongada.

Además son autos soportados, es decir no requieren columna interior del tanque, ya que se apoyan en el borde superior del cuerpo del tanque. Lo cual aumenta un

poco la capacidad de almacenamiento y hace más funcional la operatividad del interior del mismo.

Al ser cóncavos. Permite que los líquidos rueden más fácilmente y no se empocen, como puede suceder en la superficie plana. Esto minimiza la contaminación por agua lluvia, pues son pocas las posibilidades de que se filtre el agua.

Además simplifican el proceso de montaje, pues como se menciona al principio, se basa en el sistema de piezas que encajan perfectamente de acuerdo al diseño requerido y a las especificaciones que se necesiten. Las piezas se unen y se aseguran con tornillos y no se requiere soldadura.

1.2.5. Según el producto que almacenan

Según el producto a almacenar estos pueden ser:

- Tanques para almacenar crudos
- Tanques para almacenar derivados o refinados
- Tanques para almacenar residuos

1.2.6. Según su material de fabricación

Los tanques construidos de diferentes materiales se basan en el costo del material, la facilidad de fabricación, la resistencia a la corrosión y la compatibilidad con el fluido almacenado.

- Tanques de Acero:

El acero es el material más común, por su facilidad de construcción, formas y soldadura, además de su bajo costo.

- Tanques en fibras de vidrio:

Estos tanques tienen mayor resistencia a los químicos más que los otros tanques construidos en aluminio o acero. Sus técnicas de fabricación son más especializadas, debido a la alta resistencia al fuego. Son utilizados para almacenar líquidos inflamables o combustibles, agua, agua tratada químicamente, espumas anti - fuego, basuras, lubricantes y productos no inflamables y corrosivos.

- Tanque construido en concreto:

Son utilizados en el tratamiento de agua y alcantarillado para larga duración, por su alto costo, no son muy empleados actualmente.

1.2.7. Según su uso

Según el uso los tanques se pueden clasificar en:

- Tanques de prueba (test tanks)
- Tanque de lavado (wash tanks)
- Tanques de almacenamiento (stock tank)

1.3. DEFINICIÓN DE COLORES

COLORES PARA TANQUES		
PRODUCTO ALMACENADO	COLOR BÁSICO	FRANJA
Producto liviano (pentano, butano, propano, LPG, etc.) Producto medios (JP-1, queroseno, ACPM, y varsol) Gasolinas, aromáticos Alquitrán aromático, crudo	Aluminio	
Producto calientes	Aluminio (aislada con lamina)	
Productos pesados	Negro	
Agua de proceso o condensado	Azul claro	
Agua potable	Verde	
Fenol	Naranja	Marrón
lubricantes	Verde esmeralda	
Tanques de contra incendio	Verde esmeralda	rojo
productos petroquímicos	Aluminio	

Tabla 1 Colores de Tanques. Los Autores

El color de los tanques podrá variarse por razones de seguridad nacional o paisajismo, si se requiere; en estos casos se tendrá en cuenta que para productos livianos y medios el color será claro y para productos pesados el color será oscuro.



Figura 4 Tanque de almacenamiento. Estación de Campo CantaGallo- Colombia



Figura 5 Tanque de almacenamiento. Estación de producción Campo Bosconia, Colombia

1.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES PARA TANQUES

	Gasolina	Crudo	Fuel-oil
Características del tanque	Techo flotante	Techo flotante, agitadores, jet	Techo fijo , con o sin columnas, serpentines
Diámetro	10-40 m	50- 100 m	10-50 m
Tipo de residuo	Lodos, oxido de hierro, espumas de sello, plomo	Parafinas, lodos, etc., lodos de alta viscosidad.	Lodos parafinados, producto de alta viscosidad.
Volumen promedio de residuo	5 a 50 t	400 a 2000 t	100 a 600 t
Riesgo en limpieza	Explosividad, toxicidad por presencia de plomo	H ₂ S,explosividad, toxicidad por los gases presentes en el crudo	Toxicidad por vía respiratoria, deficiencia de oxigeno / H ₂ S en fuel oil sin desulfurar
Disposición de los residuos	inertización	Recuperación de hidrocarburos , y /o inertización	Recuperación y/o inertización
Tiempo promedio en limpieza convencional	3 -10 días	20- 60 días	2 -28 días

Tabla 2 Características generales para tanques. Los Autores

2. DISEÑO DE TANQUES

Para realizar el diseño de un tanque de almacenamiento se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones

1. Necesidades de almacenamiento.
2. Tipo de producto, especificaciones y comportamiento.
3. Áreas disponibles, distancias a otras instalaciones.
4. Recursos económicos.
5. Selección de materiales, propiedades y composición.
6. Tamaños y capacidades preferidos.
7. Métodos de cálculo, inspección y fabricación.
8. Códigos de práctica para la operación y seguridad de planta.
9. Análisis y determinación de cargas estáticas y dinámicas sobre los equipos.
10. Tensiones residuales, stress térmico, fatiga de materiales, concentración de tensiones.
11. Mecanismos de desgaste, erosión, corrosión, abrasión. Tipos de recubrimientos.
12. Conexiones a tanques – recipientes, de cañerías y válvulas, etc.

2.1. DISEÑO DEL FONDO DEL TANQUE

Los parámetros más importantes para el diseño del tanque que deben ser tenidos en cuenta según la norma API 650¹, una vez estudiado el suelo en donde se construirá el tanque son los siguientes:

¹ API Standard 650 (1998)

- a. El espesor mínimo para las laminas del fondo debe ser de 1/4" (10.2lbs/ft²), sin tener en cuenta la tolerancia a la corrosión.
- b. Cuando las presiones perimetrales del casco a la base son superiores a 10 Ton/m² , se diseñan las platinas anulares de mayor espesor que las del resto del fondo.

2.2. DISEÑO DEL CASCO O CUERPO DEL TANQUE

Cuando se va a realizar el diseño de un tanque de almacenamiento es muy importante inicialmente conocer la cantidad y las propiedades del producto que se va a almacenar. Una vez conocido esto se halla por medio de las ecuaciones que se describirán a continuación la capacidad y los diferentes parámetros a tener en cuenta para el diseño.

2.2.1. Diámetro del tanque

El diámetro del tanque se determina así:

$$V = A * h \quad (2.1)$$

$$V = \pi \frac{D^2}{4} * h \quad (2.2)$$

$$D = \sqrt{\frac{V * 4}{\pi h}} \quad (2.3)$$

En donde:

V: Volumen a almacenar (ft³)
 A: Área del cilindro (ft²)
 h: Altura del tanque (ft)
 D: Diámetro del tanque (ft)

2.2.2. Altura y relación de esbeltez

Con el fin de encontrar una altura indicada se utiliza la relación de esbeltez

$$ESBELTEZ = \frac{h}{D} \leq 3 \quad (2.4)$$

Por lo tanto

$$h = ESBELTEZ * D \quad (2.5)$$

Lo anterior se tiene en cuenta para hallar el diámetro del tanque; Es muy importante resaltar que la relación diámetro – altura depende del área en donde se va a construir el tanque, ya que para áreas pequeñas se debe manejar una relación de esbeltez mayor que para un área extensa. Según la norma API 650¹ se debe tener en cuenta un Nomograma con el cual se pueden establecer relaciones óptimas de diámetro y altura, teniendo en cuenta la capacidad o el volumen que se manejará en el tanque a diseñar

2.2.3. Espesor del casco o cuerpo del tanque

El espesor del casco del tanque depende del producto que se va a almacenar, para realizar el diseño se tienen en cuenta dos ecuaciones:

$$E_A = \frac{2.6 * (D) * (h - 1) * (G)}{21000} + C \quad (2.6)$$

En donde:

- E_A: Espesor para almacenar un determinado producto
- E_B: espesor cuando se almacena agua
- D: Diámetro del cuerpo
- h: Altura del cuerpo
- G: Gravedad específica del producto

$$E_B = \frac{2.6 * (D)}{23000} * (h - \dots) \quad (2.7)$$

En la primera ecuación se tiene en cuenta la gravedad específica del producto a almacenar y la tolerancia a la corrosión que es muy importante ya que normalmente y a causa de procesos fisicoquímicos el casco del tanque sufre corrosión y por lo tanto disminuye su espesor. La segunda ecuación se encuentra en función de las características del agua, ya que al almacenar crudo y otros productos estos contienen agua en solución.

Según la norma API 650¹ se debe tener en cuenta la siguiente relación de diámetro y espesor

DIÁMETRO DEL TANQUE (FT)	ESPESOR MÍNIMO (IN)
< 50	3/16
>50 A 120	1/4
120 A 200	5/16
>200	3/8

Tabla 3 Diámetro del Tanque & Espesor Mínimo. API 650

Al hacer los cálculos de espesor siempre se desarrollan las dos ecuaciones y se escoge para el diseño la que entregue un mayor valor.

2.3. DISEÑO DE RECIPIENTES A PRESION

En la industria, los tanques a presión se diseñan para funcionar con seguridad a una presión y temperatura específica, un recipiente que se diseña inadecuadamente para manejar una alta presión constituye un significativo peligro de seguridad, debido a esto, el diseño y la certificación de los recipientes a presión están regidos por códigos de diseño tales como, el código de calderas y tanques a presión ASME, la industria estándar japonesa (JIS) , el CSA B51 en Canadá y otros estándares internacionales.

Teóricamente, una esfera sería la forma óptima de un recipiente a presión. La mayoría de estos recipientes a presión se hacen de acero. Para fabricar un recipiente esférico, las piezas forjadas tendrían que ser soldadas juntas, y el acero seleccionado debe tener una alta resistencia al impacto para garantizar que el recipiente se encuentre en los estándares de seguridad internacionales. La mayoría de las vasijas a presión son arreglos de una tubería y dos cubiertas, tomando como ejemplo una forma económica de 1000 litros, 250 bar (14, 696 Psi, 101,33 KPa) de presión, un diámetro de 450 mm y una longitud de 6500 mm.

La masa mínima para una vasija a presión, con el volumen y la presión que lo contiene para una esfera, está dada por:

$$M = \frac{3}{2} pV \frac{\rho}{\sigma} \quad (2.8)$$

Donde M es la masa, p es la presión, V es el volumen, ρ , es la densidad del material del recipiente a presión y σ es el máximo esfuerzo que el material pueda tolerar.

Un tanque esférico tiene menos área superficial para un volumen dado que cualquier otra forma de tanque. A su vez la tensión del aro en la pared de una esfera es la mitad que la de un cilindro a la misma presión, de este modo si las paredes son hechas del mismo material, se esperara que el tanque esférico pueda soportar dos veces la presión del tanque cilíndrico, o a la misma presión, la pared del tanque esférico puede ser reducida a la mitad.

- Esfuerzos en paredes delgadas de vasijas a presión

La tensión de un recipiente de presión de paredes delgadas para un tanque con forma de esfera está dada por la siguiente ecuación:

$$\sigma_{\theta} = \frac{pr}{2t} \quad (2.9)$$

Donde σ_{θ} es el esfuerzo en la dirección radial, p es la presión interna, r es el radio de la esfera y t es el grosor. Es importante hacer la salvedad que un recipiente puede considerarse de "paredes delgadas" si el radio es por lo menos 20 veces más grande que el grosor de la pared, (Richard Budynas, J. Nisbett, Shigley's Mechanical Engineering Design, 8th ed., New York:McGraw-Hill, página 108).

El esfuerzo en un recipiente de presión de paredes delgadas con forma de cilindro está dado por las expresiones:

$$\sigma_{\theta} = \frac{pr}{t} \quad (2.10)$$

$$\sigma_{long} = \frac{pr}{2t} \quad (2.11)$$

Donde σ_{θ} es la tensión del aro en la dirección radial, σ_{long} es la tensión en la dirección longitudinal, p la presión interna, r el radio del cilindro y t el grosor de la pared.

En general los recipientes a presión son diseñados de acuerdo con el código ASME Secc. VIII y X, en estas reglas no requieren una evaluación detallada de todos los esfuerzos. Se reconoce que existen esfuerzos secundarios elevados flexionantes pero al admitir un factor elevado de seguridad y las reglas del diseño, estos esfuerzos serán compensados como regla general cuando se realiza un análisis más detallado de esfuerzos que permiten considerar esfuerzos admisibles mayores en lugar de usar un factor de seguridad elevado como el utilizado en el código. Un factor de seguridad elevado refleja una falta de conocimiento de los esfuerzos reales.

El diseñador debe de familiarizarse con los diversos tipos de esfuerzos y cargas para lograr un diseño económico y seguro.

2.4. NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO

2.4.1. Tanques de almacenaje

Para el cálculo, diseño y construcción de estos equipos existen varias Normas y Códigos, pero las más difundidas y empleadas en las industrias de procesos son las del American Petroleum Institute (API), siendo los estándares aplicables los siguientes

- API Standard 620 (1990): es aplicable a grandes tanques horizontales o verticales soldados en el campo, son aéreos que operan a presiones de vapor menores a 2.5 psig y a temperaturas no superiores a 93°C
- API Standard 650 (1998): es aplicable a grandes tanques horizontales o verticales soldados en el campo, son aéreos que operan a presiones de vapor menores a 1.5 psig y a temperaturas no superiores a 121°C
- API Specification 12D: es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en el campo para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 75 y 1500 m³
- API Specification 12F: es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en taller para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 13.5 y 75 m³
- API Standard 653 (1991): es aplicable a la inspección, reparación, alteración desmontaje y reconstrucción de tanques horizontales o verticales, basándose en las recomendaciones del STD API 650¹.

Estos estándares cubren el diseño, fabricación, inspección, montaje ensayos y mantenimiento de los mismos y fueron desarrollados para el almacenaje de productos de la industria petrolera y petroquímica, pero su aceptación ha sido aplicada al almacenaje de numerosos productos en otras industrias. Si bien estas normas cubren muchos aspectos, no todos están contemplados, razón por la que existen otras normas complementarias a las mismas. Existen además de los mencionados estándares otras normas que también son aplicables a estos casos, pero cubriendo no solo materiales constructivos metálicos sino también otros materiales (plásticos, fibra de vidrio), etc.

Estas normas son:

- ASME, Boiler and Pressure Vessel Code (edith 2001), Section VIII y X: es aplicable para el diseño de diferentes recipientes y tanques tanto cilíndricos, esféricos como de sección rectangular. Se trata de los estándares más reconocidos mundialmente en este campo de aplicación
- Underwriters Laboratories (UL) Standard UL 142: es aplicable a tanques de acero de diferentes diseños soldados en taller para almacenaje de líquidos inflamables y combustibles
- British Standard (BS) 2594: es aplicable a tanques cilíndricos horizontales de acero al carbono soldados
- BS 4994: comprende las especificaciones para el diseño y construcción de recipientes y tanques en plásticos reforzados
- BS 6374: comprende las especificaciones para el recubrimiento de recipientes y tanques con materiales poliméricos
- ASTM D 3299 / 4021 / 4097: comprende las especificaciones para tanques plásticos reforzados con fibra de vidrio

2.4.2. Recipientes a presión

Para el cálculo, diseño y construcción de estos equipos son cuatro las normas y códigos más difundidos y aceptados internacionalmente:

- ASME, Boiler and Pressure Vessel Code (edith 2001)
- British Standards Institution (BSI)
- European Committee for Standardization (CEN)
- CODAP 95 – French Code for Construction of Unfired Pressure Vessels

Todos estas normas y códigos han sido a su vez reconocidos y aceptados en 1997 por el *National Board of Boilers and Pressure Vessels Inspectors* de USA.

3. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TANQUES

3.1. PREVENCIÓN

Una buena prevención es útil, porque es la manera de obtener información, tendiente a conocer la condición física del tanque, la rata de corrosión, la causa de la corrosión, el estado del equipo accesorio y la vida útil del tanque.

La prevención se basa en un conjunto de inspecciones periódicas, en las cuales se debe distinguir entre las inspecciones externas, estando el tanque en operación y las inspecciones totales externas e internas con el tanque fuera de servicio.

Las frecuencias entre inspecciones internas y externas del tanque dependen de factores como el medio ambiente, el producto almacenado y las condiciones del terreno.

Los intervalos entre revisiones principalmente dependen de las características del fluido de producción del campo y la cantidad de sólidos presentes en el mismo.

TANQUES	TIEMPO (años)
Tanques de tratamiento de crudo	3
Tanques de la estación de recolección	3-5
Tanques de fiscalización	5-7

Tabla 4 Intervalos entre revisiones de tanques. Los Autores

Los principales puntos a tener en cuenta durante una revisión preventiva son los siguientes:

3.1.1. Con el tanque en operación

Esta inspección suministra datos sobre el deterioro general del tanque y de los equipos accesorios anexos. Se debe cubrir:

- I. Vías de acceso: revisar el estado de las vías de acceso y de los muros de contención.
- II. Cimentación: revisar el estado del piso alrededor del tanque, del anillo de concreto y verificar los asentamientos diferenciales.
- III. Drenajes: revisar el correcto funcionamiento de los sistemas de drenaje de aguas lluvias y de aguas aceitosas.
- IV. Conexiones de tubería: revisarlas para verificar escapes, corrosión, y el estado de la pintura de protección.
- V. Conexiones a tierra. Revisar la correcta fijación de las conexiones a tierra.
- VI. Escaleras y plataformas verificar su fijación de las conexiones a tierra.
- VII. Paredes del tanque: revisarlas cuidadosamente para verificar grietas, corrosión, y el estado de la soldadura y la pintura. Tomar por lo menos una medida del espesor de la lamina por anillo, dando especial atención en la parte inferior del tanque, ya que es en este sitio donde se presenta un mayor deterioro de la pared.
- VIII. Bocas de inspección: observar la hermeticidad total de las tapas.
- IX. Techo: Revisar el estado general de las laminas del techo, tomar medidas del espesor de las láminas, verificar la centricidad del techo y el estado general del sello, el protector contra lluvias. Revisar que todo el equipo accesorio, funcione

adecuadamente, esto incluye el medidor automático, cámara de ventilación automática, sistema de drenaje, colector central y boquillas. Revisar que la guía antigiratoria este en buen estado y completamente vertical, revisar las patas telescópicas asegurándose que funcionen adecuadamente. Revisar cada uno de los pontones y verificar su hermeticidad.

- X. Verificar que las tapas de las bocas de inspección ajusten bien, revisar la estructura de la escalera, guías correderas y sistema de movimiento.

3.1.2. Con el Tanque Fuera de Servicio

Además de los puntos ya tratados se deberán cubrir los siguientes:

- I. Fondo: Revisar cuidadosamente el fondo del tanque, revisar especialmente grietas, corrosión, asentamiento y deformaciones, tomar datos sobre el espesor de las laminas.
- II. Paredes: Revisar el estado general de las paredes, observar grietas, puntos de corrosión y capas de protección.
- III. Boquillas: Revisar interiormente las boquillas, para determinar grietas en los pegas de soldadura a las paredes.
- IV. Equipo accesorio interior: Revisar que todo el equipo interior del tanque funcione adecuadamente, serpentín, agitador, la manguera de drenaje del techo y los drenajes.
- V. Techo: Revisar grietas, punto de corrosión y estado de la pintura de las láminas en el techo.

3.1.3. Medidas de prevención complementarias

Un producto químico (o un conjunto de los mismos) presenta un peligro potencial que puede desencadenar daños durante su transporte, descarga, almacenamiento o uso, ocasionando consecuencias graves en las personas, el medio ambiente y en las instalaciones de la planta industrial.

Con el fin de evitar o atenuar las consecuencias de estos peligros, se deberá desarrollar: Sistemas de protección y mitigación, los cuales comprenden medidas de protección activa y pasiva adecuadas para defensa contra incendios y que pueden ser de dos tipos:

A. Sistemas de protección y mitigación Pasiva: (reducen la magnitud de las consecuencias)

1. Distancias mínimas entre tanques e instalaciones.
2. Muros de contención de derrames
3. Medios para la conducción de derrames
4. Muros protectores.
5. Aislamiento térmico e ignifugación.
6. Ventilación
7. Vías de acceso y escape.
8. Inertización de espacios cerrados.

Métodos de protección pasiva

1. Distancias mínimas

La determinación de distancias mínimas entre:

- Tanques y recipientes de almacenamiento
- Tanques de almacenamiento y las distintas unidades de proceso u otras instalaciones de la planta industrial
- Fuentes de peligro y personas (personal de planta, personal de oficinas y edificios de la administración y población aledaña)

Estas distancias mínimas se deben establecer ya que los efectos drásticos de un incendio, explosión y emisión tóxica y/o inflamable, disminuyen con el cuadrado de la distancia. Una vez ocurrido un accidente, ya sea químico o mecánico, las concentraciones tóxicas y/o inflamables, las radiaciones térmicas, sobrepresiones y/o proyección de restos de materiales o sustancias peligrosas, se transmiten o proyectan en todo el espacio que rodea a la zona del incidente y pueden extenderse en el peor de los casos hacia zonas aledañas a la planta industrial como en efecto dominó. Las consecuencias de estos accidentes son catastróficas si no se respetan mínimas distancias, debidamente calculadas y estipuladas en normas reconocidas, entre las facilidades de la planta, que permiten la atenuación de los efectos dañinos. Veamos algunos ejemplos de los efectos provocados por el almacenaje de GLP.

- Una bola de fuego (se presenta en grandes esferas para almacenamiento de GLP) suele suponer quemaduras mortales en un radio de unos 350 m.

- Distancia bajo riesgo de proyectiles: hasta 800 m (esferas de GLP); 100 m (tanques de GLP); 46 m (otros casos)
- Área de riesgo grave: 400-500 m alrededor del epicentro (caso de grandes esferas de almacenamiento de GLP); 76 m para otros casos.

2. Distancias mínimas establecidas por NFPA "Fire Protection handbook"

- Ante fuego localizado (para evitar su propagación): 15 m
- Entre un riesgo de explosión y otro incendio: 30 m
- Entre dos riesgos de explosión: 46 m
- Desde fuego abierto hasta zonas con vapores inflamables: 180 m
- Plantas químicas y petroleras (sin GLP) a zonas residenciales como mínimo: 250 –300 m.

SITIO	TANQUES PARA ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO (PIES)	TANQUES PARA ALMACENAMIENTO A PRESIÓN (PIES)
Edificios Generales	250	350
Centros de control de motores y subestaciones eléctricas	250	350
Áreas para servicios de procesos	250	350
Torres para enfriamiento	250	350
Salas de control	250	350
Salas de compresores	250	350
Unidades de procesos con riesgo moderado	250	350
Unidades de procesos con riesgo medio	300	350
Unidades de procesos con riesgo alto	350	350
Teas	300	400

Tabla 5 Distancias recomendadas entre unidades para plantas químicas y petroleras según Industrial Risk Insurers (IRI).

EQUIPO AL QUE DEBE ESTAR SEPARADO	DISTANCIAS MINIMAS DE TECHO FIJO PARA PRODUCTOS CLASE II YIII ENTRE 1590 Y 47780m ³	DISTANCIAS MINIMAS DE RECIPIENTES PARA ALMACENAMIENTO A PRESION (ESFERAS)	DISTANCIAS MINIMAS DE RECIPIENTES PARA ALMTO A PRESION DEPOSITO PUROS
TK TECHO FLOTANTE (477-1590m ³)	0,5xDiámetro	1,5xDiámetro (100 min)	1,5x Diámetro (100 min)
TK TECHO FLOTANTE (1590m ³ -47700m ³)	1x Diámetro	1,5xDiámetro (100 min)	1,5x Diámetro (100 min)
TK TECHO FIJO PRODUCTOS I y III (1590-47700m ³)	0	1,5x Diámetro (100 min)	1,5x Diámetro (100 min)
TK TECHO FIJO PRODUCTOS	1x Diámetro	1,5x Diámetro (100 min)	1,5x Diámetro (100 min)
INERTIZADOS (1590-23850m ³)			
RECIPIENTES DE ALMTO A PRESION (ESFERAS)	1,5x Diámetro	0	1x Diámetro
RECIPIENTES DE ALMTO A PRESION (DEPOSITOS PUROS)	1,5x Diámetro	1x Diámetro	0

Tabla 6 Distancias recomendadas entre tanques de almacenamiento en plantas químicas y petroleras

Observaciones: * Para productos de clases II y III, 5 pies es aceptable y ** O para productos de clases II o III a temperaturas >200 °F

Distancias mínimas en pies: 1 pies = 0,305 m. D = diámetro del tanque mayor

1 barril = 42 galones = 159 litros y °C = (°F-32) x 0,555

Estas tablas y sus recomendaciones son muy importantes ya que tendrán una marcada influencia en el diseño del layout de planta. Sus exigencias impondrán en el proyecto ciertas limitaciones con las que habrá que trabajar a la hora de optimizar este trazado.

B. Sistemas de protección y mitigación Activas (dispositivos de seguridad que se activan automáticamente o manualmente)

1. Protección e instalación para la lucha contra incendios.
2. Cortinas de agua, pulverizadores.
3. Válvulas de seccionamiento.

3.2. LIMPIEZA

La operación de limpieza, básicamente comprende dos fases que son:

- Extracción y tratamiento de lodos.
- Limpieza de las superficies internas.

Es importante coordinar simultáneamente las operaciones de extracción y tratamiento de los residuos generados, e integrarlas en un proceso general de limpieza. El proceso de limpieza, genera dos tipos de residuos como son: lodos y agua de lavado.

- Lodos:

Los lodos que se acumulan en los tanques de almacenamiento pueden llegar a ocupar varios metros cúbicos de su volumen, generalmente consisten de materiales orgánicos tales como mezclas de hidrocarburos, parafina, asfáltenos, materiales resinosos y sustancias inorgánicas como partículas finas, residuos metálicos y agua. La consistencia de los lodos varía desde líquidos, semi sólidos y material difícil de bombear.

Existen muchos factores que controlan la formación de los lodos en los tanques, el más importante es la oxidación de los materiales orgánicos presentes en el crudo, el proceso de oxidación ocurre debido al cambio de temperatura en el ambiente.

También puede ocurrir por las cargas electrostáticas formadas en el bombeo de los productos, estas cargas permiten la oxidación de los componentes del crudo.

La coagulación de los componentes del crudo con el agua es otro elemento que permite la formación de lodos.

Los sedimentos, arena, partículas finas y residuos metálicos permiten la precipitación de los lodos, esto se confirma por el alto porcentaje de estas sustancias presentes en el análisis de los lodos.

La precipitación de las parafinas es otro de los factores importantes que contribuyen a la formación de lodos, ésta precipitación puede ser debida a la diferencia de temperatura entre el día y la noche lo cual permite la separación de las ceras en forma de lodos.

Algunos de los problemas que son atribuidos a los depósitos de lodos en los tanques de almacenamiento incluyen:

- Pérdida de hidrocarburos atrapados en los lodos (no aprovechable).

- Reducción en la capacidad de almacenamiento, que puede estimarse entre 800 y 2000 por unidad de tanque de crudo, con capacidad de almacenamiento superior a 100.000 bbls.
- Alta concentración de sedimentos localizados en la parte baja del tanque, causando inconvenientes en la operación de desalado.
- El crecimiento de los lodos puede interferir en la operación del techo flotante.
- Problemas en el drenaje del tanque.
- Aumento en el mantenimiento de la bomba, debido a la erosión en el impeller.
- Formación de celdas de corrosión en la zona de los lodos.

- Aguas de lavado:

Las aguas de lavado, están formadas por una mezcla de agua, hidrocarburos, y sólidos, su tratamiento por decantación - flotación es sencilla, obteniéndose un líquido de calidad óptima para ser enviado a la planta de tratamiento biológico.

3.2.1. Precauciones a tener en cuenta

Al limpiar y reparar un tanque se deben tener en cuenta las siguientes precauciones:

- Inhalación de vapores de hidrocarburos.

La remoción de tapas en los huecos de inspección en el techo o en el cilindro y la retirada de una puerta de limpieza, va acompañada de escapes de gases provenientes del interior del tanque.

Por esta razón, al ejecutar estos trabajos es casi obligatorio el uso de máscaras de respiración.

Un método muy efectivo y adecuado de ventilar un tanque es mediante el uso de un extractor con vapor o aire instalado en el hueco de inspección del techo. La puesta en marcha del extractor se debe hacer simultáneamente con la remoción de las tapas de los huecos de inspección y/o las puertas de limpieza, disminuyendo así el riesgo de tener un escape serio de gases peligrosos en el momento de la apertura, los cuales podrían extenderse por toda el área adyacente.

Cuando ya no es posible el retiro del lodo por medio de la bomba de achique, se debe entonces recurrir a la remoción manual por medio de rastrillos de madera, empujando el lodo hacia las puertas de limpieza. Dependiendo de la naturaleza del lodo los hombres que entren al tanque deben usar, aparatos de respiración de aire fresco, ropa impermeable, guantes y botas. Mientras se efectúa la limpieza interior del tanque, se debe mantener además una buena ventilación, una protección adecuada para los hombres que están manipulando los lodos.

Una buena práctica para reducir el contenido de gases peligrosos dentro del tanque, es efectuar la limpieza con los extractores de techo funcionando a plena capacidad y con gente debidamente protegida con aparatos de respiración de aire fresco, además, es la de revolver con agua a presión desde los huecos de inspección los lodos, con esto se logra que los gases y vapores atrapados sean evacuados fácilmente por el extractor, este procedimiento se continua hasta que la prueba de gases certifique que el contenido ya ha rebajado a niveles aceptables. Para la limpieza final después de retirada la mayoría de lodo, es útil usar mezclas

detergentes con queroseno, detergente y agua, sin embargo, la selección del limpiador es cuestión de preferencia, aunque es bueno recordar que se debe evitar el uso de solventes tóxicos e inflamables.

Cuando la concentración de vapores de hidrocarburos dentro de un tanque es menor que 500 ppm, aproximadamente un 4% por debajo del menor límite de inflamación se puede juzgar que el tanque está libre de gases.

- Ignición de los Vapores de Hidrocarburos

No se puede permitir ningún equipo que pueda dar origen a igniciones de la vecindad del tanque, hasta que se halla constatado la ausencia de vapores en la misma, de ser necesario su utilización, se debe localizar bastante lejos del tanque, fuera del muro y teniendo en cuenta la dirección del viento para evitar que esté arrastre los vapores del tanque al sitio de peligro.

Solo es permitido dentro del tanque el uso de linternas o lámparas con baterías de bajo voltaje hasta que se halla extraído todos los vapores peligrosos del tanque. Las luces portátiles usadas fuera del tanque deben ser del tipo a prueba de explosión.

Durante la limpieza con chorro de arena a presión y la aplicación de pinturas solo son permitidas dentro del tanque, luces con protección a prueba de explosión, con cables de alimentación con una especificación no inferior a encauchetados 2 x 12 para 600 voltios, en lámparas de 1000 wattios.

Cuando se drenan lodos en tanque de techo flotante es aconsejable hacerlo desde dos o cuatro puntos opuestos en la circunferencia del tanque, para prevenir la inclinación del techo antes de que quede soportado sobre las patas. Un techo inclinado puede accidentalmente causar una chispa por fricción. Las boquillas de las mangueras de agua deberán tener conexión a tierra.

El tipo de limpieza en el tanque dependerá de las futuras operaciones a realizar bien sea inspección, reparaciones menores, mayores o modificaciones. Sin embargo, cuando dentro de estas operaciones futuras se contempla la aplicación de calor, además de una desgasificación total y una excelente ventilación, se debe poner especial cuidado a la limpieza ya que algunos residuos de hidrocarburos líquidos pueden permanecer en las siguientes partes:

1. Los huecos de los soportes del techo.
2. El drenaje articulado en tanques de techo flotante.
3. Los serpentines de calentamiento.
4. Los codos o las carretas de tubería.
5. Entre las estructuras soportes del techo.
6. Los bolsillos de instrumentos.
7. El espacio anular en la periferia del sello en tanques de techo flotante.

Por ello antes de iniciar cualquier trabajo de corte o soldadura en la vecindad de esas áreas, se debe primero estar seguro que NO existen gases o vapores peligrosos. Los vapores que persisten en el espacio anular de la periferia de los sellos de techos flotantes, se dispersan mejor, removiendo algunas secciones del sello y soplando el espacio completamente con aire o vapor.

Con la introducción de materiales modernos como las resinas Epóxicas, muchas reparaciones que correspondían antes a trabajos en caliente, son ahora ejecutadas en frío, de allí la necesidad de realizar una evaluación de los riesgos y de la economía en tiempo y dinero que significa uno y otro.

3.2.2. Limpieza con Chorro de Arena y Pintura de Tanques

Estas especificaciones, cubren los requerimientos para la limpieza de superficies de acero, antes de pintar o recubrir.

El grado de limpieza metal blando “White Metal Blast Cleaning” (grado 3 ivas o SSPC - 5C), mediante el cual la superficie, una vez limpia, presenta un aspecto de metal blanco o gris en apariencia, e involucra la eliminación de todo óxido visible, escamas de laminación, pinturas y contaminantes, dejando una superficie ligeramente áspera y en buenas condiciones para recubrir.

- Procedimiento

1. Las capas gruesas y excesivas de herrumbre, pintura u otros materiales extraños que se hallen aglomerados, deben ser removidos totalmente mediante el uso de herramientas manuales tales como cinceles, raspadores, raquetas, lijas, cepillos.
2. Partículas extrañas como grasas, aceites, manchas, óxidos o cualquier otra clase de sustancias deben ser removidas. Pueden utilizarse solventes que actúen como limpiadores químicos, y con cepillos de fibra gruesa o alambre que ayuden a dicha operación. No debe ser usado dos veces el mismo solvente. La superficie debe limpiarse y secarse con fibras de algodón nuevas.

3. Cuando se ha soldado con electrodos que forman depósitos de escoria sobre la soldadura y alrededor de ella, es conveniente retirar todo material ajeno a la soldadura empleando limas cepillos de alambre u algunas herramientas de potencia como esmeril.
4. Posteriormente se efectuara limpieza con chorro de arena.
5. Aplicación de recubrimiento; la pintura será especificada por el grupo de ingeniería de petróleos; su aplicación será determinada de acuerdo a la recomendaciones de la casa fabricante.

- Método

1. La clase de Sand – Blasting es intermedia; la superficie será limpiada con golpe de aire acompañado de partículas de arena o de cuarzo de un tamaño 18 – 24 MESH. Tanto el aire como la arena o cuarzo a utilizar, deben ser lo suficientemente secos, por lo cual esta limpieza no debe hacerse sobre superficies que puedan humedecerse después de la limpieza o antes de ser recubiertas, al igual que cuando las condiciones ambientales de humedad son tales que pueden formarse pequeñas cantidades de óxido. La superficie una vez preparada, debe ser recubierta con pintura antes de que cualquier clase de óxido se forme; de otra manera la aplicación del recubrimiento no es óptima.
2. Cuando se tenga la superficie limpia, esta debe ser soplada, con aire seco a presión para eliminar el polvo y partículas con el fin de que estos no dañen las propiedades de duración del revestimiento.

3. El grupo de ingeniería será el encargado de recibir la zona preparada, y podrá rechazar toda o partes de ella; si están son rechazadas deberán ser limpiadas otra vez hasta las especificaciones solicitadas.
4. Para el caso que se presente que una superficie metálica no debe ser limpiada totalmente, por encontrarse parte de su recubrimiento en buen estado, el límite de limpieza será el de la superficie adyacente, siempre que el recubrimiento de ésta, presente la suficiente adhesión en tal forma que no puede ser levantado por una navaja o metiendo un punzón a través de él.
5. La profundidad de detención a tomarse para obtener la superficie apta, debe ser $1/3$ del espesor del recubrimiento pedido y ha de ser medida del fondo de la picadura más profunda al tope de la protuberancia normal.
6. Después de diez horas de limpieza con chorro de arena, se suspende la operación con el fin de inspeccionarla e iniciar el recubrimiento sí la superficie es apta.
7. Teniendo en cuenta el grado de humedad, la existencia de atmósferas industriales y la formación de una nueva oxidación, el periodo máximo que a de transcurrir entre la terminación de la limpieza, el visto bueno del grupo de ingenieros de petróleos a una área preparada y a la iniciación de la aplicación del recubrimiento, será de 2 horas.

3.3. INSPECCIÓN

La inspección, evaluación, reparación y reconstrucción de tanques de almacenamiento atmosféricos, se basa en la norma API 653².

En la siguiente tabla se resumen algunos requerimientos de inspección dados por la norma API 653², para monitorear la integridad de los tanques de almacenamiento y prevenir todas las posibles fallas que pudieran presentarse en el tanque.

TIPO DE INSPECCIÓN	PERIODO DE INSPECCIÓN	CALIDAD DEL INSPECTOR
IMI (inspección Informal Mensual)	Mensual	No hay requerimientos
FEI (Inspección Formal Externa)	5 años máximo	Inspector Certificado
FII (Inspección Formal Interna)	10 años máximo(20 años máximo conociendo las velocidades de corrosión con experiencia disponible	Inspector Certificado

Tabla 7 Requerimientos de Inspección .API 653

² API Standard 653 (1998)

3.3.1. Técnicas de inspección

Dentro de las técnicas de inspección interna y externa de los tanques de almacenamiento atmosféricos se encuentran:

- Inspección visual

Es una técnica básica utilizada para detectar la corrosión en el fondo interno del tanque, se limita por su incapacidad para detectar defectos internos y problemas serios de corrosión que generalmente ocurren en el fondo externo del tanque, además el tanque debe estar fuera de servicio, y el piso debe limpiarse para realizar la inspección.

- Radiografía

Evalúa defectos internos tales como porosidad, incrustaciones, grietas, variaciones de geometría, variaciones en la densidad, e irregularidades en el alineamiento y montaje. Dentro de las limitaciones está el alto costo, y la falta de indicación de la profundidad del defecto.

- Ultrasonido

Este método se usa para medir el espesor de la lámina del fondo y así, detectar si hay algún adelgazamiento de la placa debido a la corrosión del fondo externo.

Sirve para evaluar defectos internos como grietas, porosidad, incrustaciones, delaminaciones, textura, y espesor.

Es un método muy sensible a las grietas, pero se dificulta la inspección en partes muy pequeñas y delgadas, además es una técnica muy lenta por la necesidad de usar un acoplante basado en agua o crudo entre el palpador y la lámina bajo inspección.

Por lo general, éste método se utiliza una vez se ha establecido el área de corrosión por otro método de inspección más rápido, determinando el espesor remanente de la placa del fondo.

La prueba de ultrasonido se realiza una vez el piso del tanque esté totalmente limpio, y luego se combina con las técnicas de inspección visual y partículas magnéticas.

- Partículas magnéticas:

Evalúa defectos superficiales e internos, grietas, porosidades, inclusiones, variaciones de permeabilidad. Es aplicado en materiales ferromagnéticos y soldaduras, su principal desventaja es la dificultad en el alineamiento del campo magnético. Su acción penetrante es especial para detectar las inclusiones y se requiere que las superficies a evaluar estén limpias.

- Líquidos penetrantes:

Evalúa defectos abiertos a la superficie como grietas, y porosidades. Las superficies a evaluar deben limpiarse antes y después de la prueba. En algunas ocasiones los defectos pueden estar enmascarados y no ser visibles.

- Caja de vacío:

Evalúa las fugas en las juntas, áreas de picado, y corrosión intergranular. Es un método relativamente económico, pero la labor de prueba es muy intensa.

Se usa especialmente para detectar las fugas luego de que el tanque ha sido reparado, por lo general, no se aplica sobre el área total del fondo.

Se utiliza también en tanques de doble fondo para detectar las fugas en las juntas soldadas.

- Emisión acústica:

Evalúa la propagación de las grietas, fragilización, defectos estructurales, y películas de corrosión, se aplica especialmente a fondo de tanques, tuberías, materiales metálicos y no metálicos. No requiere que los tanques estén fuera de servicio, permite la detección a tiempo de las primeras etapas del stress corrosión cracking. Los ruidos externos limitan la aplicación de la técnica, por la interferencia generada durante la inspección.

- Flujo magnético:

Evalúa la corrosión por picado y otros defectos. Se aplica a fondo de tanques, y materiales metálicos. Es una prueba rápida y se escanea el área total del fondo a excepción de las áreas próximas a la pared o zonas donde los obstáculos físicos limitan el desempeño del dispositivo que realiza la inspección. La superficie a inspeccionar debe limpiarse previamente. La técnica de inspección más completa es el uso del flujo magnético, seguido por una inspección ultrasónica detallada en

las áreas sospechosas, la técnica de flujo magnético no es tan precisa en indicar el espesor del fondo como lo es la técnica de ultrasonido.

- Flujo magnético y corriente de Eddy:

Es uno de los últimos desarrollos en métodos de inspección, combina el flujo magnético y la corriente de Eddy, detectando simultáneamente los defectos que se encuentran por encima y por debajo del piso del tanque.

La corriente de Eddy es sensible principalmente a las fallas presentes en el fondo interno, mientras que el flujo magnético incluye los defectos que están por debajo del piso.

La ubicación de los defectos solo es posible cuando las señales de la corriente de Eddy y del flujo magnético se alinean para comparar sus diferencias. Su desventaja, es que es un método aplicado a tanques fuera de servicio.

Necesita el fondo totalmente limpio antes de la inspección.

- Robots con sistema de ultrasonido:

Es una de las últimas tecnologías en inspección de fondos de tanques en servicio, utiliza robots controlados a distancia remota, los cuales son acondicionados con un arreglo de sensores de ultrasonido, Esta técnica de inspección se encuentra en desarrollo de investigación, con algunas aplicaciones comerciales.

- Trazadores:

Es una técnica mediante la cual se evalúan las fugas presentes en el fondo del tanque, a través del uso de trazadores químicos, y probetas instaladas alrededor y debajo del tanque.

TÉCNICA	APLICACIÓN	CONDICIÓN DEL TANQUE
Radiografía	Inspección externa de partes fundidas ensambles eléctricos, materiales no metálicos	Fuera de servicio
Ultrasonido	Detección de defectos internos y medida de espesores	Fuera de servicio
Partículas magnéticas	Inspección externa e interna de materiales ferromagnéticos, Soldaduras, etc	Fuera de servicio
Líquidos penetrantes	Inspección superficies externas no absorbentes	Fuera de servicio
Caja de vacío	Detección de fugas en juntas, soldaduras, tanques de doble fondo	Fuera de servicio
Emisión acústica	Detección de actividad corrosiva en fondo de tanques, atmosférica y paredes de vasijas a presión.	En servicio
Flujo magnético	Inspección de defectos en fondo de tanques (picado).	Fuera de servicio
Flujo magnético – corriente de Eddy	Inspección del fondo externo e interno al mismo tiempo (picado).	Fuera de servicio
Robots con sistema de ultrasonido	Medición de espesores.	En servicio
Trazadores	Evaluación de fugas presentes en el fondo	En servicio

Tabla 8 Principales técnicas para inspección en tanques atmosféricos. Los Autores

3.3.2. Técnicas de inspección de fondo de tanques en servicio

- Emisión acústica

La emisión acústica es una prueba no destructiva en la cual se analiza una estructura bajo esfuerzos. Se define como la “liberación de energía” de un material, causada por la actividad dentro de una estructura, la actividad es el resultado de la acción de una fuerza estimulante tal como la presión ejercida sobre un tanque de almacenamiento contra un defecto estructural. De esta forma, una grieta, fuga o imperfección en una estructura cargada emitirá ondas de sonido, estas ondas viajan desde su fuente de origen hacia los sensores piezoeléctricos colocados sobre el tanque, con el fin de que el sonido de las ondas se transforme en señales eléctricas. Estas señales eléctricas se amplifican, filtran, y almacenan en el disco de una computadora, donde se analizan los datos recolectados emitiendo la severidad y localización de dichos defectos.

La mayor ventaja de este método, es su capacidad para inspeccionar y determinar el estado del fondo de un tanque sin necesidad de realizar las operaciones de vaciado y limpieza del tanque, lo cual aumenta el costo de una operación de inspección. Por tanto, aunque esta técnica se conoció hace varios años, sigue siendo hoy día ampliamente usada por su ventaja de inspección en servicio.

La emisión acústica es una técnica pasiva que detecta los movimientos microscópicos de grietas o defectos actuando como un “oyente” de la estructura.

Cuando la técnica se aplica en tanques de almacenamiento se desarrollan las siguientes etapas:

1. Detección y emisión de la actividad acústica de las alteraciones del fondo del tanque. Defectos tales como fugas turbulentas, corrosión y

propagación de grietas pueden crear señales acústicas que serán capturadas por los sensores ubicados sobre la periferia del tanque.

2. Las señales se analizan digitalmente para correlacionarlas con las posibles fuentes.
3. La correlación entre la actividad acústica presente en el fondo de un tanque y el origen de la fuga o defecto de la estructura, se facilita si la actividad puede ser localizada gráficamente dentro del tanque, esto se logra a través de métodos tradicionales que son afines a la triangulación de las señales sincronizada ó de métodos más avanzados como el de análisis por eco.

- Robots con sistema de ultrasonido

- a. Robot *El Maverick*

El *Maverick* es un sistema de inspección de servicio resistente, para tanques de almacenamiento sobre el suelo. Este sistema realiza la inspección del piso interno de un tanque mientras se encuentra sumergido en productos refinados del petróleo y químicos.

El robot es una plataforma de inspección sumergible, purgada y presurizada controlada a distancia, viaja al interior del tanque utilizando ruedas de tracción; dentro de su instrumentación abordo está un sistema multi - canal de sensores ultrasónicos para trazar el mapa y correlacionar los datos de espesor del metal, y un sistema de video para registrar las inspecciones y la posición de trayectoria de los sensores.

b. Robot Neptuno

Neptuno está comprendido por un vehículo robot de arrastramiento, el cual transporta los sensores visuales y ultrasónicos, también posee un sistema de posición acústica para controlar y graficar la localización del robot y por último una consola de control remoto que utiliza un software para visualizar, planear y controlar la operación.

El Neptuno está diseñado para ser sumergido en ambientes de alto riesgo, como son los productos petroquímicos explosivos. Este sistema puede suministrar un registro visual de cada junta soldada en el tanque usando a bordo una cámara de color, también provee un mapa de espesores de la lámina del fondo usando un arreglo de sensores ultrasónicos de medida de espesor. Se trabaja especialmente en tanques con techo cerrado y abierto, que almacenan productos derivados del petróleo como el kerosene, gasolina, JP-1A, y otros hidrocarburos livianos, se está trabajando para que el sistema Neptuno pueda inspeccionar internamente los tanques de techo flotante, que representan en Estados Unidos el 40% de los tanques atmosféricos.

- Método de trazadores:

La compañía *Tracer Research Corporation*, desarrolló una técnica en la detección de fugas llamada "*Tracer Tight*" altamente sensible, con el objetivo de eliminar los derrames de los productos almacenados, en el suelo sobre el cuál se ubica el tanque.

Esta técnica patentada consiste en el uso de trazadores químicos altamente volátiles; la prueba como tal se realiza inoculando el tanque con una cantidad extremadamente pequeña de indicador químico, las probetas se instalan alrededor

y debajo del tanque de almacenamiento y adyacentes a las líneas, lo cual permite al técnico recolectar las muestras de vapor o gases del suelo.

Si se presenta una fuga, el indicador o trazador se evacuará hacia el interior del suelo. La cromatografía de gases se utiliza para detectar el rastreador o indicador en concentraciones de 10 partes por trillón, lo que permite al investigador identificar y localizar fugas muy pequeñas.

3.3.3. Alarmas de Seguridad (Caso Real)

Con el ánimo de ilustrar las consecuencias que trae la corrosión en tanques de almacenamiento de hidrocarburos, se presenta un accidente ocurrido en un campo de Holanda en el 2005 (<http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf>), en donde el terminal de almacenamiento de petróleo contenía 7 tanques del almacenamiento de los cuales 4 tanques eran de almacenamiento de crudos con un volumen de 40000 m³ cada uno: D1, D2, D3 y D4; 2 tanques eran multifuncionales de almacenamiento con un volumen de 24000 m³ cada uno: D10 y D11 y un tanque pequeño D26, con un volumen de 730 m³ que estaba fuera de servicio. El 12 de septiembre de 2005 una eventualidad menor ocurrió al tanque de almacenamiento D3, presentando una pequeña fuga de crudo en el fondo del mismo. En el momento del accidente principal ocurrido al tanque D2, se estaban realizando operaciones de limpieza e inspección en el tanque D3, el tanque D2 tenía el 75% de su volumen, el D4 estaba parcialmente lleno, el D10 estaba lleno en su totalidad y los tanques D1 y D11 estaban vacíos.

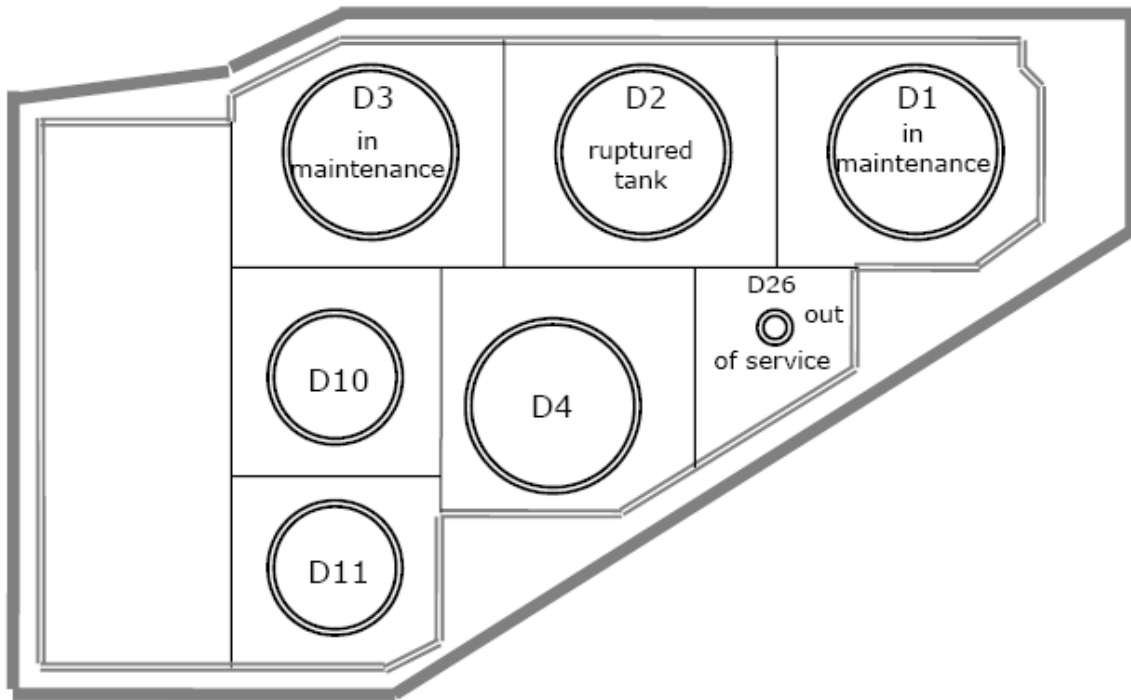


Figura 6 Distribución de la terminal de almacenamiento. Tomada de <http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf>

El 25 de octubre de 2005 alrededor de las 18.15h una gotera significativa fue descubierta en el tanque D2. Los operadores del cuarto de mando de la refinería se alertaron por una disminución en el nivel de dicho tanque que contenía 37000 m³ antes de su descarga, y por el aumento del escape en un corto periodo de tiempo, a tal grado que en 15 minutos estaba descargado casi en su totalidad el contenido inventariado del tanque, provocando una gran ola propagada que alcanzo varios metros de altura en el dique, debido a la altura del dique (aproximadamente en volumen de 3 m³) una pequeña cantidad de crudo fue derramada fuera del dique. Después de la descarga, el tanque del

almacenamiento se inclinó hacia delante, desapareciendo una parte de la fundición del tanque.



Figura 7 Fotografía del accidente en el tanque D2. Tomada de <http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf>

La brigada anti-incendios de la refinería, las brigadas de fuego de las comunidades aledañas y la defensa civil empezaron una intervención masiva, cubriendo el lugar afectado con espuma de ignición de fuego, afortunadamente no se presentaron incendios, inmediatamente después de controlada la situación se

procedieron a realizar las respectivas labores de limpieza del tanque de una manera segura.

Los resultados que se obtuvieron después de analizar el tanque colapsado, mostraron que el fondo tenía una franja radial de aproximadamente 1,5 m de una zona del armazón del tanque que se encontraba fuertemente debilitada debido a la corrosión interna. Esta franja tenía una longitud de aproximadamente 35 m y una anchura de aproximadamente 20 cm y tomó forma de canal (Figura 3). Debido a la formación del canal se estancó agua que no podía ser evacuada causando una fuerte corrosión que disminuyó substancialmente el espesor del fondo del tanque de esa área.

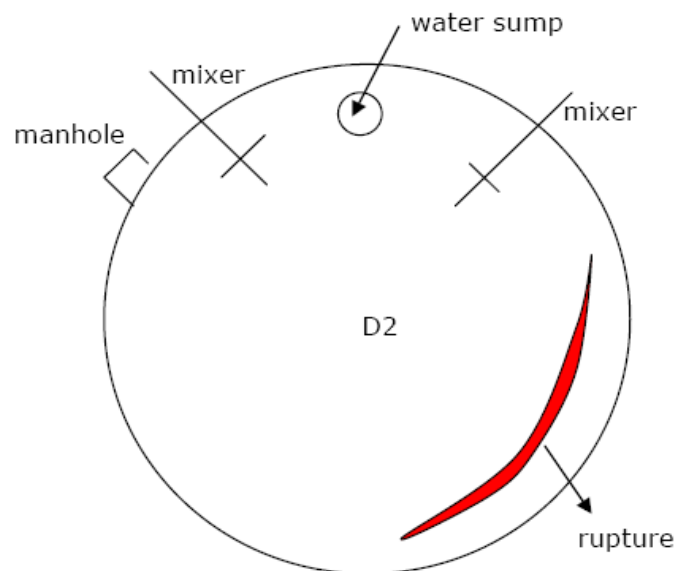


Figura 8 Vista esquemática del fondo del tanque D2. Tomada de <http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf>

El accidente comenzó inicialmente con una pequeña fuga que condensó la arena precipitada, la causa de que la fuga no haya sido visualizada se debió a que muchos orificios del anillo fueron llenados con crudos.

- **Lecciones para los usuarios de tanques del almacenamiento**

El descubrimiento del problema: Estos accidentes indican la posibilidad de riesgos como consecuencia de fases no mezclables que pueden asentarse, una investigación de la posible presencia de tales fases debería formar parte de la identificación del fenómeno corrosivo, haciéndose necesario la realización análisis químicos que determinen el comportamiento corrosivo de estas fases (la composición química, el pH...etc.); por otro lado el canal que se formó en el tanque puede estar inducido por una combinación de factores, como el tamaño del tanque, la compresibilidad local de la fundición y un subsuelo relativamente elástico. Así mismo los canales no siempre son visibles por el ojo humano y su detección tardía provoca la corrosión local uniforme; ellos pueden trazarse realizando una investigación topográfica. Los mapas topográficos los realiza un topógrafo que mida el fondo del tanque del almacenamiento con un láser.

Las posibles soluciones

Es un problema que la corrosión uniforme local induce a la formación de un canal al interior del tanque, la compañía debe tomar las medidas pertinentes para evitar una pérdida de contención como consecuencia de la corrosión. Tales medidas pueden ser:

1. Evitar o limitar la presencia de productos corrosivos que pueden asentarse fuera de los alrededores del tanque.
2. Mezclar los productos en el tanque del almacenamiento puede evitar la formación de fases insolubles.
3. Hacer una remoción periódica de los productos asentados.
4. Evitar la formación de canales en el fondo. Teniendo presente que en la realización de pruebas hidrostáticas, se pueden generar nuevos precipitados.
5. Planear inspecciones interiores basadas en la velocidad de corrosión. Este es un principio que puede encontrarse en la norma API 653. La velocidad de corrosión interior puede determinarse analizando los productos precipitados, basándose en gráficos que indican la velocidad de corrosión global del material de construcción como una función del carácter corrosivo de estos residuos (por ejemplo la medida del PH). Fundamentadas en la velocidad de corrosión se puede determinar en cuánto tiempo el tanque del almacenamiento puede usarse seguramente antes de la inspección interior, cabe mencionar que estos cálculos e inspecciones deben realizarse periódicamente.
6. Adaptación de técnicas de inspección internas. Para lograr una imagen total de todos los cambios en el espesor del fondo de un tanque, es necesario examinar el fondo del tanque en su totalidad. Examinar el piso es muy útil para medir cambios súbitos de volúmenes en el mismo y hacer seguimientos graduales en el espesor de las láminas del fondo.

7. Adicionar técnicas de inspección externa. Son especialmente útiles cuando hay una gran incertidumbre en el fenómeno de corrosión y su respectiva velocidad; una técnica que puede ser empleada es la emisión de señales acústicas, en la cual se colocan micrófonos en la estructura del tanque para recibir la llegada de las ondas de sonido al tanque, se almacena cada onda de sonido y posteriormente se calcula su procedencia por medio de un software, por lo general estas ondas están asociadas a una alta frecuencia en la actividad de corrosión, de este modo la técnica logra clasificar según su severidad los grados de corrosión por letras que van desde la A (muy bajo), hasta la E (alta actividad de corrosión). Como una función de la detección de la actividad corrosiva se procede a realizar una inspección si se considera que el grado de corrosión es muy alto.

3.4. REPARACIÓN

Para efectuar una reparación en los tanques de almacenamiento, es necesario desocuparlos, para hacerlo se procede como se describe a continuación:

1. Cierre la válvula de recibo del tanque que se va a sacar de servicio ajustando el volante, para impedir que la válvula quede con paso de flujo.
2. Instalar platinas ciegas en las líneas de vapor al serpentín (en las bridas junto al tanque) y en la línea de salida de condensado.
3. cuando se programa la salida de servicio de un tanque, debe retirarse el nivel del crudo con la bomba P – 201 A/B hasta el punto donde no cavite por bajo nivel (nivel mínimo 3` - 0”).
4. Cierre la válvula de compuerta en la línea de entrega de crudo. Cierre la válvula de compuerta en la línea de retorno de crudo.

5. el remanente del tanque se puede retirar al separador API (Skimmer) a través de las válvulas de drenaje.
6. Para alcanzar la desocupación más completa posible, se puede instalar una moto-bomba portátil, con mangueras flexibles a una de las válvulas de drenaje, descargando el crudo al separador API (Skimmer).
7. Otra forma de retirar el aceite remanente es haciéndolo flotar inyectando agua en el tanque, hasta que el nivel del crudo alcance el punto donde las bombas P-201 A/B lo puede tomar y enviarlo al separador API (Skimmer).
Cuando las bombas estén tomando agua debe suspenderse la inyección de agua y parar las bombas.
8. Antes de abrir la boca de inspección de 48" es conveniente, y como medida de seguridad, instalar platinas ciegas en las bridas de las líneas que conectan el tanque con el sistema. El operador debe medir el nivel del líquido dentro del tanque, para comprobar su desocupación.

A continuación se cita un listado de actividades a desarrollar durante la reparación de un tanque:

1. Instalar la bomba de achique, las conexiones de tuberías y los extractores para el retiro de gases. Los extractores van instalados en las bocas de inspección del techo.
2. Desocupar el tanque efectuando los pasos mencionados anteriormente.
3. Instalar ciegos en las bridas junto al tanque en todas las líneas que estén conectadas a este. Con el fin de evitar que por la acción de una de las válvulas de compuerta se introduzca nuevamente el crudo, causando daños en las actividades y al personal de mantenimiento.
4. Abrir las bocas o huecos de inspección.

5. Colocar en servicio los extractores para desgasificar el tanque.
6. Poner agua hacia el tanque para hacer un lavado inicial.
7. Ejecutar una prueba de gases explosivos antes de que cualquier persona entre al tanque. Determine también los niveles de los gases que se encuentren en las proximidades del tanque en mantenimiento.
8. Verificar el bloqueo uniforme del techo sobre patas de soporte.
9. Efectuar la limpieza del tanque. Esta limpieza puede ser llevada a cabo mediante un lavado con A.C.P.M. y agua.
10. Retirar las válvulas de drenaje.
11. Efectuar una prueba preliminar de flotación del techo o la membrana.
12. Realizar una inspección.
13. Desmontar el sello.
14. Efectuar una revisión del recubrimiento epóxico, si es necesario retirar el recubrimiento actual y aplicar uno nuevo, lleva a cabo el procedimiento que se describe a continuación del presente listado.
15. Realizar una limpieza con chorro de arena (Sand Blasting) y aplicar la nueva pintura. Las porciones de la superficie que no se van a sujetar a abrasión puede protegerse recubriéndolas con un material suave como cera, plomo o hule.
16. Revisar el sello, reemplácelo si presenta desgaste o fisuras.
17. Montar el sello.
18. Instalar las válvulas de drenaje.
19. Hacer una prueba final de flotación del techo.
20. Desbloquear el techo flotante.
21. Retirar los ciegos.
22. Llevar a cabo la limpieza exterior y si es necesario aplicar una capa de pintura.

23. Arreglar las áreas adyacentes al tanque.

La base para las reparaciones y alteraciones será las normas API 650¹.

Todo el trabajo de la reparación debe ser autorizado por un inspector o un ingeniero experimentado en diseño de tanques de almacenamiento.

La autorización para las alteraciones a los tanques del almacenamiento que obedezca a la norma API 650¹ no puede darse antes de la consulta y aprobación por un ingeniero experimentado en el diseño de tanque de almacenamiento. El inspector autorizado designará los puntos de mantenimiento de inspección requeridos durante la reparación o el proceso de alteración y documentación del mínimo para ser sometido en la realización del trabajo. El inspector puede dar la autorización general para las limitaciones o rutinas de reparación con tal de que este seguro. Todos los diseños propuestos, la ejecución de trabajo, los materiales, los procedimientos de soldadura, exámenes, y métodos de la comprobación deben aprobarse por el inspector autorizado o por un ingeniero experimentado en el diseño de tanque de almacenamiento.

3.5 CALIBRACION DE TANQUES

La verificación y calibración de tanques de almacenamiento se hace con el objetivo de establecer los parámetros estándares con el fin de garantizar la confiabilidad de la información volumétrica.

- Las labores de verificación y calibración de tanques se deben realizar con personal experimentado, respaldado por una firma con Sistema de Gestión de Calidad certificado para tal labor y teniendo en cuenta la siguiente frecuencia:

- Verificación de la calibración una vez cada cinco (5) años para tanques de fiscalización. Para los demás tanques esta verificación puede hacerse cada 10 años.
- Re-calibración (desarrollar una nueva tabla de capacidad) cada 15 años para tanques en servicios de fiscalización. Para los demás esta re-calibración se podrá hacer cada 20 años.
- En casos excepcionales (cambio en la estructura físico - mecánica), se debe recalibrar inmediatamente.

- Todos los tanques de almacenamiento para transferencia de custodia, deben contar con una tablilla informativa que contenga como mínimo: ventana operativa (rango de operación segura), capacidades mínimo-máxima, diámetro, altura de referencia, producto y gravedad API 650¹ (tabla de aforo), fecha de la calibración, fecha último mantenimiento, fecha del próximo mantenimiento y aforo, entre otros.
- Toda escotilla de medición debe contar con una guía, pestaña ó cuña sobre la cual se ubica la cinta y se toma la lectura.

3.5.1 Verificación de la altura de referencia

La altura de referencia debe verificarse:

- Mensualmente durante el primer año para tanques nuevos o recién reparados
- Trimestralmente para tanques de más de un año en servicio.

3.5.2 Recalculo de la tabla de aforo

Cuando en un tanque cambie su altura de referencia, la temperatura de operación ó la densidad del producto almacenado varíe en más de 2.5 API respecto de la cuál fue calibrado el tanque debe elaborarse una nueva tabla de aforo basada en las mediciones geométricas previas existentes, la cual debe estar a condiciones estándar y tener referenciado el rango de temperatura en que va a operar. Esta nueva tabla debe ser aprobada por Ministerio de Minas y Energía.

3.5.3 Calibración

Consiste en el proceso de determinar el volumen total e incremental del tanque en las condiciones de uso. La calibración de los tanques de almacenamiento se debe efectuar cuando su integridad mecánica se ve afectada por reparaciones o cambios estructurales ya sea por cambio en la inclinación, en el diámetro, en la altura de referencia o en el espesor de la lámina.

La toma de datos para tanques cilíndricos verticales, puede realizarse:

- según lo estipulado en las normas API –MPMS Capítulo 2, Sección 2 A “Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual de “Strapping”
- según la norma API –MPMS Capítulo 2, Calibración de tanques. Sección 2B “Calibración de tanques cilíndricos verticales usando el método óptico de línea de referencia”.

La calibración del fondo del tanque se debe hacer usando el nivel óptico para nivelar el fondo del tanque, corregir defectos de pendiente, deformaciones e irregularidades en el mismo, evaluando la pendiente real y el volumen del fondo del tanque.

3.6 MEDICION ESTATICA

El nivel de producto en tanques de almacenamiento, puede realizarse empleando el método de medición a vacío ó el método de medición a fondo empleando las cintas adecuadas para cada caso; se permite medir a vacío empleando cinta a fondo siguiendo el procedimiento de medición a vacío contemplado en el API MPMS capítulo 3 sección 1 A numeral 3.1 A.9.4.2 esto es: se humedezca solamente la plomada y ésta esté graduada en milímetros en toda su extensión.

En cada área operativa se debe tener mínimo una cinta patrón con certificado de calibración vigente. Todas las cintas de medición que sean utilizadas deben ser de acero con plomada en bronce, conexión a tierra y deben ser verificadas antes de colocarlas en servicio contra la cinta patrón.

Se deben realizar verificaciones mensuales del estado físico - mecánico de las cintas y dejar los soportes correspondientes; registrando la cantidad de quiebres o torceduras que presente al momento de la verificación con su respectiva valoración total de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API MPMS Capítulo 3 sección 3.1 A Todas las cintas y plomadas debe estar graduadas en milímetros. En donde existan sistemas de medición automática de nivel, se debe realizar verificaciones periódicas de los niveles reportados por estos y los reportados por la medición manual con cinta. Cada vez que se realice la medición manual del tanque se debe registrar en una planilla los datos de la medida con

cinta, la señal de telemetría y fecha efectuada, con el fin determinar las diferencias en todos los niveles. Esta planilla de registro será una herramienta muy importante para que el personal técnico realice los correspondientes ajustes y calibraciones a los sistemas de medición automática. Cada negocio debe definir los periodos de verificación. Para todo tanque en servicio se deben dejar registros de las mediciones manuales efectuadas.

3.6.1 Medición del producto y del agua

Para realizar la medición manual del volumen de líquido y agua libre almacenados en tanques se debe tener en cuenta:

- Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques ó sistemas.

En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, las mismas personas deben llevar a cabo ambas mediciones (inicial y final).

- Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que esté en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
- En tanques de techo flotante se debe evitar realizar la medición en la zona crítica del tanque por tener alta incertidumbre.
- Se debe utilizar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final.

- No deben usarse cintas con la escala numérica deteriorada como resultado del desgaste y la corrosión.
- Se debe cambiar la plomada y las cintas de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión de la punta combinados sea mayor de 1.0 mm.
- Para la medición manual con cinta se debe tener en cuenta que el tiempo de reposo mínimo requerido por un tanque que almacena productos refinados es de 30 minutos, mientras que el tiempo mínimo requerido por un tanque que almacena crudo es de 60 minutos.
- Los productos refinados de color claro deben medirse con una cinta cubierta con una capa delgada de pasta detectora, para poder establecer con claridad el corte en la plomada y determinar con exactitud la cantidad de producto en el tanque.
- La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque.
- Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, de tal forma, que la cantidad de agua libre siempre sea mínima. En el lapso de tiempo que va entre la toma de la medida inicial y la medida final se debe evitar la operación de drenado del tanque. Toda operación de drenado del tanque se debe efectuar con anterioridad al recibo ó despacho del producto contenido en el mismo.
- Para drenar un tanque, se debe abrir la válvula de drenaje lentamente con el fin de evitar la creación de un vórtice o remolino dentro del tanque que cause que el producto almacenado se mezcle con el agua.
- Para el drenaje de un tanque se debe utilizar el tubo que ha sido especialmente instalado para desagüe, el cual en la parte inferior del

tanque tiene un codo y niple conectados que llegan a un pozo recolector de aguas en el fondo, que permite el drenaje casi total del agua. Si el tanque no tiene este diseño, se recomienda que en sus reparaciones programadas se construya esta facilidad tal como indican las normas API 650¹.

3.6.2 Medición de nivel de producto

De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición al vacío como el más indicado para determinar el nivel de producto utilizando una cinta para medición al vacío. Las cintas de medición a vacío tienen el "cero" de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto. La plomada debe tener forma rectangular.

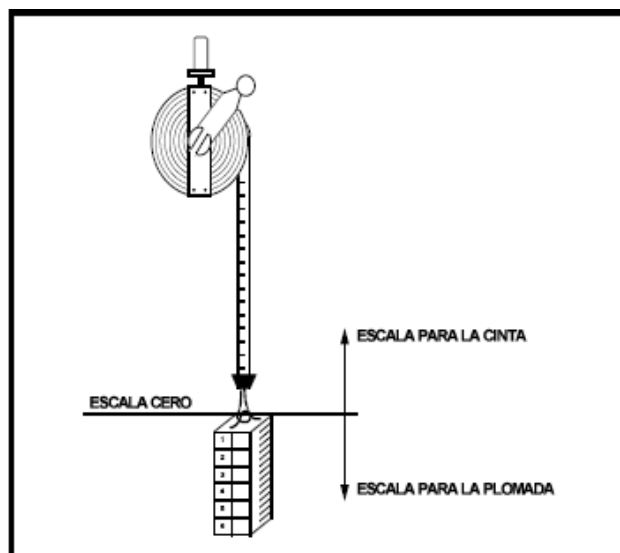


Figura 9 Cinta y plomada para método al vacío. Manual Único de Medición ECP, 2000

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío es el siguiente:

- Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del producto registrado por la telemetría, en los tanques que utilizan dicho sistema, para utilizar esta información como dato guía. (Registrar dicha información en la libreta).
- Antes de iniciar el ascenso al tanque el operador debe desenergizarse tocando la baranda del tanque con sus manos (sin guantes). Leer y registrar la altura de referencia, tomándola ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o de la escotilla de medición.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
- Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto permanente con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.

- Registrar las medidas en la bitácora de campo del operador:
 1. Si dos de las tres medidas son iguales ésta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.
 2. Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.
 3. En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre 30 y 60 minutos dependiendo del tipo de fluido y realizar nuevamente la medición.

- Por último se procede a calcular la altura del producto de la siguiente forma:

$$\text{Altura del liquido} = \text{altura de referencia} - \text{lectura cinta} - \text{punto de corte}$$

3.6.3 Medición de nivel de Agua Libre

De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición a fondo como el más indicado para determinar el nivel de agua libre utilizando una cinta para medición de fondo.

Esta cinta tiene el “cero” de la escala en la punta de la plomada. La cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma

ascendente desde el cero de referencia de plomada que tiene forma cilíndrica hasta el nivel de fluido que marque en la cinta.

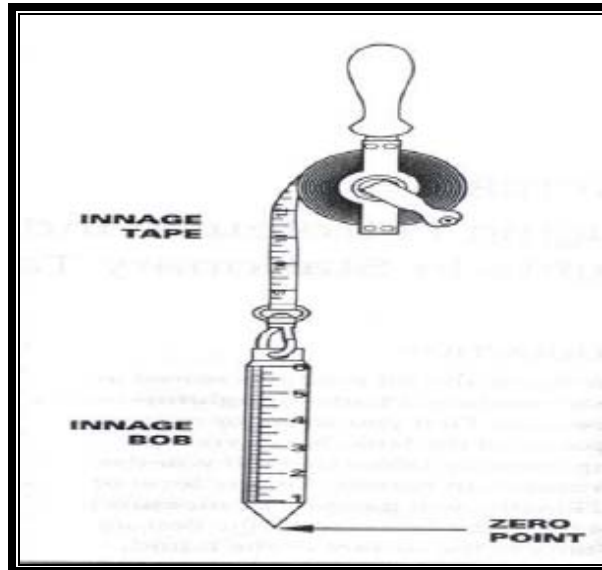


Figura 10 Cinta y plomada para Método a Fondo. Manual Único de Medición

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta cubrir toda su superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- Abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos (Para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 – 5 minutos).

- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de +/- 3mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, verificando que el corte sea continuo y claro indicando el nivel oficial de agua medido.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm.
- Registrar las medidas en la bitácora de campo del operador :
 1. Si dos de las tres medidas son iguales ésta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.
 2. Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.

En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 Bbls, se acepta el margen de discrepancia entre las tres lecturas de 5 mm; en este caso se reporta la medida aproximándola a los 5 milímetros más cercanos.

3.6.4 Observaciones importantes para la medición

- En los tanques de techo flotante se debe tener precaución de abrir el desagüe del techo en caso de lluvia, para evitar que el peso del agua allane el techo.
- Para eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, el operador debe mantenerse siempre en contacto directo con los pasamanos

o barandas perimetrales de tanques al subir antes de abrir la escotilla de medición para crear así un polo a tierra.

- Todos los implementos de medición que el operador lleve al tanque (linternas, cintas de medición, PET, crema reveladora) deben ser transportados en una caja plástica de herramientas.
- NUNCA debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la INHALACIÓN DE GASES que salen del tanque mientras la boquilla de medición esté abierta.
- La plomada de las cintas de medición deben ser de un material que no produzca chispas (bronce) y sea resistente a la corrosión.
- No se debe dejar las cintas de medición en los techos de los tanques. Estas deben llevarse a su lugar de origen, lavarse en ACPM o Queroseno y luego guardarse en una caja porta cintas.
- Los trapos, botellas y otros objetos utilizados durante el procedimiento de medición deben bajarse de los techos y depositarse en lugar seguro.

3.6.5. Determinación de temperatura

El objetivo de determinar la temperatura de un líquido es corregir los efectos térmicos sobre su volumen. La temperatura en tanques de almacenamiento debe realizarse con termómetro electrónico portátil verificándose mensualmente contra un termómetro patrón, el cual debe tener calibración vigente máxima de un año.

La calibración de los TEP debe hacerse anualmente. En ambos casos se deben dejar los registros respectivos que muestren dichas verificaciones y calibraciones.

Cada negocio es responsable de definir los procedimientos de verificación y calibración identificando las contingencias del caso.

La diferencia máxima entre el patrón y el equipo de campo no debe ser mayor que:

- +/- 1° F para termómetros de vidrio y de bulbo.
- +/- 0.5° F para TEP.
- +/- 0.2° F para medición dinámica de temperatura

Para tanques de almacenamiento de GLP la medición de temperaturas se debe realizar localmente por inspección visual directa del operador a una distancia menor o igual a un metro. El termómetro debe ser instalado dentro del termopozo colocando glicerina como fluido de transmisión térmica. El bulbo o sensor de temperatura debe tener certificado de calibración vigente no mayor a un año. Para medir la temperatura en tanques de almacenamiento de GLP el termopozo y el sensor de temperatura, deben estar localizados físicamente en cualquiera de las tapas del tanque cilíndrico horizontal a una distancia máxima del fondo hacia arriba equivalente al 5% del nivel de fluido del tanque; siempre sumergido en la fase líquida. Se deben dejar los registros respectivos de dicha medición. En tanques de almacenamiento para la focalización cuyo nivel de producto sea superior a 3 metros se debe tomar tres (3) lecturas de temperatura, una en la parte superior (1 m por debajo de la superficie), la mitad y en la parte inferior (1 m antes de tocar fondo) del producto. La temperatura con la cual se liquida el producto es el promedio aritmético de las tres (3).

En tanques de almacenamiento para transferencia de custodia cuyo nivel de producto sea inferior a 3 metros se tomara (1) lectura, en la mitad del líquido.

Para tanques con capacidad menor que 5000 barriles y sin estratificación de temperatura se puede utilizar una lectura en la mitad del líquido.

Los termómetros electrónicos portátiles (TEP) son el medio para la medición manual de temperatura en tanques. Deben estar equipados con un cable para conexión a tierra. Se considera que un TEP ha alcanzado estabilidad cuando la lectura varía por no más de 0.2 °F en 30 segundos.

- Procedimiento para la medición de la temperatura:

La temperatura del producto en cualquier tanque debe ser tomada simultáneamente con la medición de nivel. Para conseguir lecturas exactas se debe proceder de la siguiente forma:

- Los termómetros electrónicos deben estar graduados en incrementos mínimos de 0.1 °F o 0.1°C.
- Verificar la operabilidad del termómetro.
- Verificar el exterior de la sonda para asegurarse de que esté limpia y no contamine el producto
- Ajustar firmemente el cable de tierra del TEP a la compuerta del tanque o escotilla de la boca de medición.
- Bajar la sonda del TEP al nivel deseado.
- Levantar y bajar aproximadamente 30 cm por encima y por debajo del nivel deseado durante el tiempo de inmersión. Tabla 6.
- Cuando la lectura de temperatura se haya estabilizado y permanezca dentro de +/- 0.2 °F (0.1°C) durante 30 segundos, es momento de registrarla (con aproximación de 0.1°F).
- Si los niveles múltiples de temperatura son medidos en un tanque, (es decir se toman varias temperaturas a lo largo del contenido del tanque) registre la lectura de las medidas de las temperaturas de cada nivel en una

libreta, y promedie todas. Las lecturas redondeando el resultado final con aproximación de 0.1 °F.

- La temperatura se debe tomar de abajo hacia arriba (de fondo a superficie) en condiciones estáticas, debido a que en el fondo hay menor temperatura (gradiente de temperatura) que en la superficie y esto facilita la toma de datos y la estabilización de la temperatura en el equipo. En tanques que almacenan fluidos calientes, queda a discreción del operador, según el perfil de temperatura.
- Una vez se ha retirado el termómetro, cierre la boquilla de medición.

Nota: Para una mayor claridad del manejo de este tipo de termómetros ver Static Temperature Determination Using Portable Electronic Thermometers en el API MPMS Capítulo 7 (numerales 6.4 y 5.2).³

³API MPMS Capítulo 7

4. SELECCION DE LA CAPACIDAD DE LOS TANQUES

La capacidad de los tanques de almacenamiento se mide en barriles, se encuentran tanques de hasta 200000 barriles de capacidad, los cuales por su gran tamaño demoran varios meses para su construcción, además por su mantenimiento y limpieza son complicados.

En Colombia existen tanques de capacidad de 250, 500, 1000, 3000, 5000, 10000, 20000, 50000, y 120000 barriles

La selección de la capacidad de un tanque dentro de las facilidades de superficie depende de la ubicación de este dentro de las mismas:

1. Estación de recolección.
2. Sistema Tratamiento de crudo
3. Estación de recolección y tratamiento
4. Tanques de fiscalización de crudo

4.1 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN

Comúnmente conocida como batería, es la estación central de recolección, tratamiento, prueba, almacenamiento y fiscalización del crudo producido por los pozos de un área. Está constituida por elementos con funciones específicas y unidas entre sí por medio de líneas, válvulas y controles.

El fluido del pozo llega al manifold de entrada, allí mediante válvulas y conexiones se envía a los diferentes separadores, en donde en el mejor de los casos se puede separar el gas, el petróleo y el agua libre.

En las estaciones de recolección se almacena agua y aceite, donde el contenido de agua no supera el 25-30% del líquido total. La capacidad de los tanques en las estaciones de recolección debe estar calculada como 2 (dos) días del potencial máximo de producción de líquido de los pozos que llegan allí.

Como mínimo se debe tener 2 (dos) tanques por dos razones específicas, la primera se debe a operaciones de mantenimiento, y la segunda razón es que en caso de que no exista un medidor de flujo, se hace necesario medir la producción en los tanques, en caso de que existan los medidores de flujo se tienen para efectuar verificaciones.

4.2 TRATAMIENTO DE CRUDO

La facilidad o dificultad en el tratamiento depende del tipo de emulsión, de las propiedades del aceite y del agua y de las proporciones en que se encuentren.

El principal objetivo del tratamiento de campo es neutralizar o destruir los agentes emulsificantes, para después separar las emulsiones.

La capacidad de los tanques para tratamiento de crudo debe ser capaz de manejar de 8-12 horas, es decir del (33-50) % de la producción total de líquido de los pozos.

El primer paso en un tratamiento es el análisis de laboratorio donde se determinará qué tipo de emulsión se tiene, el porcentaje de las fases, las características del agente surfactante y la respuesta a los diferentes métodos de tratamiento.

Los siguientes factores forman parte de la selección definitiva del tratamiento a seguir:

1. Dureza o apretado de la emulsión.
2. Gravedad específica del aceite (crudo pesado, liviano o intermedio) y del agua de producidos.
3. Cantidad del fluido a ser tratado.
4. Porcentaje de agua presente en la producción.
5. Salinidad del agua presente en la producción.
6. Efecto corrosivo del aceite, agua o gas.
7. Tendencia del agua a formar incrustaciones.
8. Tendencia del crudo a formar parafinas.
9. Presencia de agentes emulsificantes en la formación productora.

Para el debido tratamiento de las emulsiones según el contenido de agua se tienen las siguientes facilidades de superficie.

4.2.1 Gunbarrel

Es un tanque de lavado y asentamiento que permite el rompimiento de las emulsiones que vienen del separador y sirve para contenidos de agua menores al 60%.

Tiene una cámara de gas o bota, donde se separa el gas y luego es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire.

Posee un tubo bajante por donde circula hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general.

El control de la interfase agua / aceite y el espesor de la sección de asentamiento se mantiene mediante una pierna de agua externa o por medio de un control de nivel tipo interfase, dependiendo de las características del crudo o emulsión a tratar.

- Diseño de un Gun Barrel

Diámetro

$$d = 81.8 * \left[\frac{F * Q_o * \mu}{(\Delta SG) * d_m^2} \right]^{1/2} \quad (4.1)$$

Donde:

F = Factor corto – circuitante (1.0 para $d < 48$ in. y >1.0 para $d > 48$ in.)

Q_o = Rata de flujo de aceite [bopd]

μ = Viscosidad del aceite [cp]

ΔSG = Diferencia entre gravedades específicas del aceite y el agua

d_m = Diámetro de las gotas de agua [micrones]

d = Diámetro del tanque, [in]

Tiempo de retención

$$d^2 * h = \frac{F * (t_r)_o * Q_o}{0.12} \quad (4.2)$$

Donde:

t_r = Tiempo de retención, [min]

F = Factor corto – circuitante (1.0 para $d < 48$ in., y >1.0 para $d > 48$ in).

Q_o = Rata de flujo de aceite [bopd]

h = Altura de la sección de coalescencia

d = Diámetro del tanque, [in]

En los Gun Barrel la capacidad depende de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, es debido a esto que lo más importante es el diseño de las partes internas.

4.2.2 Wash tank

Este tanque de tratamiento tiene el mismo diseño de un Gun Barrel (tanque diseñado para el tratamiento de crudo) con la diferencia que se está tratando agua y no crudo, ya que de los 9.5 metros de altura del tanque el 75% es agua. La capacidad del Wash tank depende de la velocidad de ascenso de las gotas de aceite.

4.2.3 Skim tank

En este tipo de recipiente se debe tratar agua producida, agua lluvia y agua de lavado. El tratamiento se escoge de acuerdo al contenido de aceite (1-5%) y se hace el debido tratamiento de aguas para inyección.

Diseño

- Recipiente horizontal cilíndrico: lleno hasta la mitad, el diámetro y longitud horizontal del cilindro requeridos para operar con la mitad llena de agua puede ser determinados por la ley de Stokes así:

$$D_i * L_{eff} = \frac{1000Q_w V_w}{(\Delta SG) d_m^2} \quad (4.3)$$

Donde:

D_i diámetro interno del recipiente pulgadas

Q_w flujo de agua, bpd

V_w viscosidad del agua, Cp

d_m diámetro de la gotita de aceite, micrones

L_{eff} longitud efectiva en la cual ocurre la separación, pies

ΔSG Diferencia en gravedad específica entre agua y aceite

Esta ecuación asume una turbulencia y un factor de corto circuito igual a dos.

Cualquier combinación de D_i y L_{eff} que satisfaga esta ecuación son suficientes para permitir que las partículas floten.

Sin embargo solo aquellas combinaciones que también satisfagan el criterio del tiempo de retención debe ser seleccionadas, así el tiempo de retención se calcula como:

$$D_i^2 * L_{eff} = 1.4TrQ_w \quad (4.4)$$

Donde:

Tr. tiempo de retención, minutos

Para escoger el diámetro correcto y longitud se representa gráficamente D_i vs. L_{eff} para las dos ecuaciones anteriores. Cualquier combinación que satisfaga ambas ecuaciones es la adecuada.

4.2.3 Tanque de estabilización o proceso

Se denomina tanque de proceso a cualquier tanque dentro de una planta, que sirva para almacenar y/o estabilizar la emulsión de los pozos.

4.3 ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO

A la llegada de la estación de recolección si el petróleo y el agua se encuentran emulsionados se hace necesario remover el agua para obtener el petróleo con las especificaciones requeridas. Para esto es necesario aplicar un método de tratamiento o una combinación de estos; luego el petróleo fluye a los tanques para una posterior decantación y una vez cumpla con ciertos requisitos es transferido al oleoducto o transportado en carrotanques.

El gas separado es enviado a la succión de un sistema de compresión o directamente a su destino; el gas excedente o de venteo es descargado a la atmósfera o quemado en una tea. La capacidad de la estación de recolección y tratamiento es la misma referida para los numerales 4.1 y 4.2.

4.4 TANQUES DE FISCALIZACIÓN DE CRUDO

La capacidad de los tanques de fiscalización es de 7 (siete) días del potencial máximo de producción de líquido de los pozos que llegan allí, como mínimo se debe tener 2 (dos) tanques.

SELECCIÓN DE CAPACIDAD DE LOS TANQUES		
FACILIDAD	N .TANQUES (mínimo)	CAPACIDAD (HORAS)
Estación de recolección	2	48 del potencial máximo de producción de liquido
Tratamiento de crudo	2	8-12
Estación de recolección y tratamiento	2	48 del potencial máximo de producción de liquido
Tanques de fiscalización de crudo	2	168 del potencial máximo de producción de liquido

Tabla 9 Selección de Capacidad de los Tanques. Los Autores

5. CORROSIÓN EN TANQUES

Un tanque es una estructura grande provista de diferentes ambientes de corrosión, así:

- Superficie externa expuesta a la atmósfera
- Superficie externa bajo el fondo del tanque expuesto al suelo.
- Superficie en donde se encuentran vapores.
- Superficie inmersa en líquido

El control y la prevención de la corrosión pueden tener diferentes formas o diseños dependiendo de la aplicación y lo sofisticado del sistema de protección.

5.1. MÉTODOS DE PROTECCIÓN

A pesar de la alta calidad de los aceites combustibles no se puede evitar que se formen en el tanque sedimentos dañinos después de un tiempo, que en tanques de acero incluso pueden llevar a la corrosión. Para evitar averías o incluso la interrupción del almacenamiento, es necesaria una limpieza oportuna y con regularidad de la instalación de tanques y de los recipientes.

5.1.1. Inhibidores

Los inhibidores son sustancias químicas orgánicas o inorgánicas que añadidas en pequeñas cantidades reducción, limitan, suprimen o bloquean la acción del agente corrosivo.

- Inhibidores pasivantes.
- Inhibidores de decapado u orgánicos.
- Inhibidores en fase vapor.
- Inhibidores catódicos.
- Inhibidores inductores de precipitación.

5.1.2. Recubrimiento

Cuando se tiene una superficie con un grado de limpieza metal blanco, se procede a la aplicación del recubrimiento, de la siguiente manera:

1. El encargado de la revisión del trabajo llevará una hoja del control de limpieza y la aplicación del recubrimiento en la que consten las áreas preparadas (aceptadas o rechazadas), tipo de recubrimiento, cantidad de recubrimiento gastado, tiempo empleado en el trabajo y cantidad de personal que debe efectuar el trabajo.
2. El inspector será el encargado de aceptar o rechazar el área a la cual se le ha aplicado recubrimiento. Cuando un área no cumple las especificaciones solicitadas, debe limpiarse de nuevo de acuerdo a este procedimiento.
3. El inspector dará información sobre las áreas a recubrir, tipo y mezcla de componentes, cuidados y condiciones de aplicación.
4. El espesor de la capa de recubrimiento a de ser el recomendado por la casa fabricante.

5. Una vez aplicado el recubrimiento, el período donde se continua con la limpieza para una nueva área adyacente ha de ser tal que haya transcurrido el tiempo de secado del recubrimiento; el tiempo mínimo será de ½ hora.
6. Al igual se recomienda cubrir el área a la cual se le ha aplicado recubrimiento, con una lona o cobija plástica para evitar daños por incrustaciones de arena.

- Tipos de Recubrimientos:

- a. El recubrimiento de resina epoxi

El material con calidad certificada es una materia plástica líquida basada en resina epoxi, una materia plástica de alta resistencia química. Se considerará como sellador de interior de tanques especial y proporciona así máxima protección contra corrosión al nivel más alto. Las instalaciones de tanques y recipientes dañados por corrosión por picadura y óxido se pueden sanear y hacer durables con la aplicación de este recubrimiento. A los recubrimientos de resina epoxi se les otorga una garantía de 10 años.

- b. Los recubrimientos GFK

Los recubrimientos GFK se pueden instalar en tanques de sótano, tanques de batería y tanques en tierra, hechos de acero, que tienen corrosión por picadura en las paredes del tanque. Los recubrimientos GFK se colocan como recubrimiento de piso en el tercio inferior, como recubrimiento parcial hasta la mitad y como

recubrimiento total hasta el techo del tanque. A los recubrimientos GFK se les otorga una garantía de 10 años.

c. La funda interior del tanque

Las fundas interiores de tanque se pueden instalar en tanques de sótano y a tierra. En los tanques de sótano se instalan las fundas interiores cuando la cubeta de retención ya no está en buenas condiciones y no se puede reparar. Con esto el tanque se vuelve de doble pared y ya no requiere de cubeto de retención. Las fundas interiores de tanques protegen el tanque contra corrosión en todo el contorno y así se obtiene larga duración.

- Procedimiento de Protección para el interior de los tanques

Todo tanque debe limpiarse previamente. En estos tanques se debe recubrir el fondo, el primer anillo del casco y los primeros 6 pies de las columnas de abajo hacia arriba. Inicialmente se aplicara una capa de anticorrosivo epóxica (Ref. 10026 de pintuco o similar aceptada por el grupo de ingeniería de petróleos), hasta obtener un espesor de película seca de 2.5 mils. Posteriormente y previo secado mínimo de seis horas de la capa apóxica, se aplicara un revestimiento a base de resina atóxica y alquitrán de hulla (pintumastic Ref. 13220 o similar aceptada por el grupo de ingenieros de petróleos), hasta obtener un espesor total de película seca de 6 a 8 mils. (Espesor que será revisado por el grupo de ingenieros de petróleos). La forma de aplicación será determinada por las recomendaciones del fabricante.

La superficie pintada requiere un tiempo de curado mínimo de 7 días antes de los cuales no debe ponerse en servicio el tanque.

- Procedimiento de Protección para el exterior de tanques:

Sistema de pintura color aluminio y blanco extra-reflexivo de luz solar para proteger el exterior de los tanques que contengan productos de fácil evaporación.

Este sistema comprende además pinturas de color negro para proteger el tanque que contengan productos de baja tasa de vaporización y requiera calor para disminuir su viscosidad.

- Preparación de la superficie:
 1. Si se trata de aplicación de pintura por primera vez se debe hacer Limpieza con chorro de arena tipo comercial.
 2. Si se quiere renovar la pintura por deterioro se debe remover totalmente la pintura y hacer una limpieza similar al punto anterior.
 3. Si se trata de darle retoque a la pintura existente se debe raspar la superficie hasta encontrar pintura en buen estado y con buena adherencia se debe realizar prueba de compatibilidad de la pintura vieja con la nueva.

- Aplicación de la Pintura
 1. Observar las recomendaciones y especificaciones determinadas por el fabricante de la pintura.
 2. Una vez realizada la limpieza, aplicar para cada uno de los sistemas de color aluminio o blanco uno de los anticorrosivos descritos para el sistema alquílico. La pintura de color negro no requiere anticorrosivo.
 3. Posteriormente aplicar una de las siguientes pinturas de acabado. (la selección del color se hace de acuerdo al producto almacenado en el tanque a proteger):

ESPECIFICACIONES DE LAS PINTURAS DE ACABADO PARA EXTERIORES DE TANQUES N° 1	PINTUCO Aluminio extrareflectivo Ref 13700	*EQUIVALENTE Aluminio Ref. 11 – A -41
Color Secamiento para 2da.Mano. Sólidos por volumen. Rendimiento practico (teórico x 0.70) Espesor recomendado. Método de aplicación. Disolvente.	Aluminio 10-12 horas. 36% 404 pie ² /g1 x millas. De espesor 1.5,2 Mills Brocha, pistola. 121001/006 (Alifático)	Aluminio 16-24 horas. -0- 301 pie ² /g1 x mills. De espesor 1.0 Mills Brochas, pistola varsol

* Equivalente = Mobil

Tabla 10 Especificaciones de Pinturas de acabado para exteriores de Tanques N.1.WWI PROCAT, S.L.

ESPECIFICACIONES DE LAS PINTURAS DE ACABADO N° 2	PINTUCO Esmalte Alquílico Semibrillante. Ref 12450 (Ref. 1100)	*EQUIVALENTE Blanco para Tanques 12 -v -3
Color Secamiento para 2da.Mano. Sólidos por volumen. Espesor recomendado Rendimiento practico (teórico x 0.70) Método de aplicación. Disolvente.	Blanco. 10 horas. 43% 2.0 Mills. 478 pie ² /g1 x mills. De espesor Brocha, pistola y rodillo. 121.001/006 (Alifático)	Blanco 16-24 horas. 59% 2.0 mills 662 pie ² /g1 x mills. De espesor Brochas, pistola 07 – T – 08 (Thinner)

Tabla 11 Especificaciones de Pinturas de Acabado para exteriores de Tanques N.2. WWI PROCAT, S.L.

ESPECIFICACIONES DE LAS PINTURAS DE ACABADO N° 3	PINTURA Bituminosa Ref. 510	*EQUIVALENTE
Color	Negro.	No
Secamiento para 2da.Mano.	15 horas.	No
Sólidos por volumen.	39%	No
Espesor recomendado	1.5 , 2.0 Mills.	No
Método de aplicación.	Brocha.	No
Disolvente.	121.001 (Alifático)	No

Tabla 12 Especificaciones de Pinturas de Acabado para exteriores de Tanques N.3. WWI PROCAT, S.L.

5.1.3. Protección catódica

La protección catódica es un método ampliamente aceptado para el control de la corrosión. La corrosión de tanques de almacenamiento de acero con fondo sobre el suelo, puede reducirse o eliminarse mediante la aplicación apropiada de la protección catódica. La protección catódica es una técnica para prevenir la corrosión que hace que toda la superficie del metal a proteger, actúe como el cátodo de una celda electroquímica. Existen dos sistemas de protección catódica:

- a) Ánodos de sacrificio
- b) Corriente impresa

- **Criterios de protección catódica**

Existen tres criterios para conocer cuando se ha logrado una adecuada protección catódica en estructuras de acero o de hierro. Para una descripción más detallada se puede referir a la última edición de la norma NOM-008-SECRE-1999⁴ “Control de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas”.

Los siguientes criterios son los parámetros para medir la eficiencia y funcionalidad de los sistemas de protección catódica en tanques de almacenamiento:

a) Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV, con la corriente de protección catódica aplicada. Este potencial debe ser medido con respecto a un electrodo de referencia de cobre saturado/sulfato de cobre (CSC) en contacto con el electrolito. Para una interpretación válida de la medición de este voltaje, se deben considerar* las caídas de voltaje en zonas distintas a las caídas del voltaje que se observan entre el fondo del tanque y la frontera del electrólito.

Se entiende que para determinar el significado de las caídas de voltaje, se aplican las prácticas aceptadas de la ingeniería, es decir, métodos como:

- a. La medición o cálculo de la caída de voltaje
- b. La revisión del funcionamiento histórico de los sistemas de protección catódica
- c. La evaluación de las características físicas y eléctricas del fondo del tanque y su entorno.
- d. La determinación de si existe o no, evidencia física de la corrosión

b) Un mínimo de 100 mV de polarización catódica, medidos entre la superficie metálica del fondo del tanque y un electrodo estable de referencia, en contacto

⁴ NOM-008-SECRE-1999

con el electrolito. La formación o caída de esta polarización puede medirse para satisfacer este criterio.

c) Un potencial de protección de tubo y suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentra en condiciones anaeróbicas y estén presentes bacterias sulfato-reductoras

6. SEGURIDAD Y CONTRAINCENDIO

Se pueden distinguir tres condiciones de emergencias:

1. Roturas del tanque con producto almacenado.
2. Derrames por descuido en el llenado.
3. Incendio del producto.

Las dos primeras situaciones podrían engendrar la tercera condición de incendio, pero no resulta así en todos los casos. Cuando se presentan roturas del tanque y con el fin de confinar el producto vaciado se han previsto muros de contraincendio, diques que cumplen dos objetivos principales: no contaminar el medio ambiente y recuperar al máximo el producto derramado.

Para la segunda condición de emergencia, los derrames se pueden producir por entramamiento de indicadores de nivel, flotadores, y válvulas con cierres defectuosos, otra causa son las señales electrónicas o tableros descalibrados e incorrectos que permiten un mayor llenado a lo normal ó simplemente por error humano.

Un incendio se puede producir por rayos, tormentas eléctricas, por chispas cercanas de otros productos, por gases inflamables al contacto con el oxígeno y porque no decirlo por un cigarrillo encendido.

6.1. DIQUES

Los diques son barreras que se construyen alrededor de un tanque con el fin de evitar (en caso de que se presente alguna falla y muy posible derrame del producto contenido) que el producto se extienda y contamine, exponiendo la

seguridad e integridad del personal, así como también las instalaciones y equipos que se encuentran a su alrededor.



Figura 11 Dique. Campo Yaguará

Los aspectos más importantes de los diques que se construyen alrededor de los tanques de almacenamiento son:

1. Contener la capacidad máxima del tanque, cuando su producto sea derramado totalmente.
2. Deberá soportar las condiciones más extremas de temperatura para el líquido a contener inclusive de llama o fuego vivo.
3. El dique hecho en tierra deberá ser lo suficiente compacto con el fin de evitar filtraciones y fugas.
4. La altura mínima debe ser 1 ft (30 cm) por encima de la rasante del área del piso interior y 1 ½ ft para los diques construidos en terraplén.
5. La altura máxima tanto en concreto como en terraplén, no debe exceder de 6 ft (2 metros).
6. Las bombas y equipos deben estar fuera de los diques.

7. La distancia mínima entre el dique y la pared del tanque debe ser de 10 pies.

6.2. DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE TANQUES E INSTALACIONES

Con el fin de cumplir con los requisitos de las compañías de seguros se han establecido las siguientes distancias mínimas entre tanques y otras instalaciones.

ESTACIONES DE BOMBEO CONTINUÓ, GAS NATURAL	
Instalación	Distancia (pies)
Cuarto de compresores	200
Cuarto de generación	200
Talleres	200
Torres de enfriamiento	200
Hidrantes	100
Tanques	2 veces el diámetro más pequeño
Válvulas manuales	100
Teas y llamas abiertas	100

Tabla 13 Distancias mínimas de tanques en estaciones de bombeo continuo, gas natural. Los Autores

ESTACIONES DE BOMBEO DE CRUDO, ACPM, KEROSENO	
Instalación	Distancia (pies)
Cuartos de control	200
Tanques	2 veces el diámetro del menor tanque
Válvulas manuales	100
Teas y llamas abiertas	100

Tabla 14 Distancias mínimas de tanques en estaciones de bombeo de crudo, ACPM, Keroseno. Los autores

COSTA AFUERA	
Instalación	Distancia (pies)
cuarto de compresores	200
Separadores de gas	100
Alojamientos	100
Tanques	100
Teas y llamas abiertas	100

Tabla 15 Distancias mínimas de tanques en costa afuera. Los Autores

REFINERÍA	
Instalación	Distancia (pies)
Talleres, salas de descanso, comedores.	200
calderas	250
Tanques > 10.000 Bls	250
Tanques < 10.000 Bls	150
Compresores de gas	250
Torres enfriadoras	250
Hidrantes	50-100
Almacenes contra incendio	300

Tabla 16 Distancias mínimas en tanques en refinería. Los Autores

6.3. CONTROL DE INCENDIOS

Existen cuatro métodos aceptados para el control de incendios en tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

- D inmersión.
- Con cámaras de espuma.
- Con espuma Transportadas en torretas.
- Con espuma aplicada por boquillas y monitores.

6.3.1. De inmersión

Utiliza espumas fluoroproteínicas, en donde la aplicación de estas al tanque se efectúa por la parte más baja de este.

- Precauciones:

El sistema de inmersión solamente debe usarse en tanques de techo cónico y no debe utilizarse en productos que tengan una viscosidad mayor de 2.00 S.S.U. a 60°F.

- Tasa de aplicación:

Debe aplicarse a una rata de 0.1 galón por minuto por pie cuadrado de la superficie del tanque.

6.3.2. Con Cámaras de Espuma

Este sistema consiste en instalar una o más cámaras sobre el casco del tanque en la parte más superior. La cámara está unida a una tubería que se extiende hasta el lado externo de los diques o muros de contención en donde es inyectada la espuma.

- Tasa de aplicación:

La mínima solución de espuma para hidrocarburos líquidos debe ser de 0.1 G.P.M./pie cuadrado de la superficie del tanque.

- **Numero de cámaras:**

El número de cámaras necesarias está supeditado al diámetro del tanque. Cuando se requieren dos o más cámaras estas deberán instalarse en forma equidistante, con relación al perímetro del tanque.

- **Cantidad de espuma:**

Con una concentración del 3% se determina así la cantidad de espuma necesaria:

Área del hidrocarburo o área de tanque * 0.1 G.P.M *0.031

Tiempo de operación (min) = Galones (litros)

6.3.3. Con espuma transportadas en torretas

Como su nombre lo indica la espuma es transportada al lugar donde se produce la conflagración. Este tipo de espuma se puede utilizar en reemplazo de cámaras pero tiene limitaciones, las cuales son:

- Acceso al tanque lo más cerca posible al dique,(no siempre se tiene personal disponible).
- A veces se requiere vehículos remolques u otros, por lo cual se limita su uso.
- No es práctico su uso para tanques con diámetros superiores a los 200 pies.

6.3.4. Con espuma aplicada por boquilla y monitores.

El sistema de aplicación de espuma por medio de boquillas es un medio auxiliar de protección, especialmente para pequeños tanques 500-5000 barriles, y diámetros no mayores a 30 pies.

Este tipo por boquilla y monitor no es aconsejable utilizarlo sobre techos flotantes, por las dificultades en dirigir la espuma dentro de las área anulares.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La elaboración de este manual de procedimientos operativos para tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión ofrece un soporte técnico que hace más ágil los procesos de diseño y logra mayor eficacia en las rutinas de mantenimiento.
- Se recopiló toda la información concerniente a normas técnicas y procedimientos operativos de funcionamiento de tanques atmosféricos y vasijas de almacenamiento de líquidos a presión presentes en la industria de almacenamiento de fluidos.
- Se efectuó una metodología para formalizar los procedimientos correctos que se deben seguir para una óptima manipulación de tanques y vasijas de almacenamiento ya sea a una presión determinada o a presión atmosférica.
- Las pérdidas tienen una estrecha vinculación con las mediciones en los tanques de petróleo, es decir, si modernizamos el sector, se garantizan pérdidas menores.
- Los sistemas de comunicación de hoy en día interaccionan con los equipos de campo a través de redes digitales únicas, por lo cual aumentan la probabilidad de posibles daños en los equipos ya que la red de comunicación se extiende por áreas cada vez más y más amplias, así que existe la necesidad de métodos de protección frente a tormentas eléctricas.

- Para un mejor aprovechamiento y protección de las características de los fluidos además de garantizar la seguridad del personal que opera en el campo, se deben seguir las convenciones de clasificación de tanques especificadas en el trabajo según propiedades químicas y físicas del fluido y la capacidad de almacenamiento.
- Se sugiere para el diseño de tanques, considerar las necesidades de almacenamiento, tipo de crudo, áreas disponibles, análisis y determinación de cargas estáticas y dinámicas sobre los equipos, además de tener en cuenta las expresiones de cálculo indicadas.
- Para evitar el deterioro anticipado del tanque, se recomienda planear inspecciones interiores basadas en la velocidad de corrosión, analizando los productos precipitados, con ayuda de gráficos que indiquen la velocidad de corrosión global del material de construcción como una función del carácter corrosivo de estos residuos.
- Se hace necesario crear un sistema de protección y mitigación para atenuar los daños durante el transporte, descarga, almacenamiento en el medio ambiente y en las personas que se encuentran en la planta industrial.
- Algunas de las precauciones más preponderantes a tener en cuenta al momento de limpiar y reparar un tanque además de utilizar mascararas de respiración, es emplear un extractor de vapor o aire instalado en el hueco de inspección del techo y usar linternas con bajo voltaje hasta que se halla extraído los vapores nocivos del tanque.

- Se recomienda que para los periodos de inspección de los tanques se tenga en cuenta las características del hidrocarburo y la cantidad de sólidos que traigan estos
- Al momento en que el tanque cambie su altura de referencia, se debe recalcular la tabla de aforo debido a la variación que sufre en más de 2,5 °API con respecto a la cual fue calibrada en el aforo del tanque.
- Se propone para corregir efectos térmicos sobre el volumen contenido en los tanques, determinar la temperatura por medio de un termómetro electrónico portátil con verificación mensual y siguiendo los pasos que se plantean en el texto.

BIBLIOGRAFIA

- AGAR CORPORATION. Automatic dewatering of storage tanks.
- ALI, M.; BEED, A. A. Tank bottom corrosion caused by inappropriate construction practices. *Materials Performance*, Sept. 1998, p. 20 – 24.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards. Capitulo 2 Sección: 2.2A.- Método de cinta, 2.2B.- Método de la Línea de Referencia Óptica; 2.2C.- Método Triangulación Óptica. Estados Unidos de Norteamérica: API
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Protection against ignitions arising out of static, lightning, and stray currents. Sixth Edition, Sept. 1998. 44p. (API 2003).
- BARLETTA, T.; BAYLE, R.; KENNELLEY, K. Cathodic protection of aboveground storage tanks in an arctic environment. *Materials Performance*, May. 1996, p. 17 – 22.
- CHILINGARIAN G.V. “Surface operations in petrolera producción I”. ELSERVIER. USA. 1987

- DAVIS, J. G. Cathodic protection in refineries, chemical plants, and storage terminals. *Materials Performance*, Sept. 1990; p. 16 – 19.
- DIRECCIÓN DE DESARROLLO. Política Y Procedimiento Para El Sistema De Gestión De La Normativa De Ecopetrol S.A. ECP-DDS-D-01.. Versión 1. Colombia, 2004
- GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA. Instructivo para Medición Manual de Tanques”. PMR-41-I-504. Barrancabermeja 2003.
- PAEZ CAMACHO RUTH. “Operaciones de recolección y tratamiento de fluidos producidos” Universidad Industrial de Santander.
- PEDROLA, J; SUBIRÁ, F. El inventariado en tanques. *Revista Ingeniería Química*. Septiembre-Octubre, 1999
- TEXAS PETROLEUM COMPANY “Manual de mantenimiento estación de bombeo”. 1985.
- VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE. Manual de Medición VIT. Versión 1.0.VIT-M-002-02 Bogota. 1999
- <http://www.hse.gov.uk/comah/alerts/ong013.pdf>