

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Mantenimiento de Tanques Enterrados Utilizados en el Almacena-
namiento de Combustibles Líquidos.”

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN

Proyecto de Graduación

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentado por:

Rómulo Aníbal Abrigo Cuenca

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2015

AGRADECIMIENTO

A Dios, a las personas que confiaron y colaboraron en el transcurso de mis estudios de manera especial a Elizabeth mi hermana y a Rosita Amay mi buena compañera.

Al Ing. Manuel Helguero Director de este trabajo por su innegable colaboración

DEDICATORIA

A MI PADRE

A MI MADRE †

A MIS HIJOS

A MIS HERMANOS

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Jorge Duque R.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Ing. Manuel Helguero G.
DIRECTOR DEL TFG

Ing. Ernesto Martínez L.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido desarrollado en el presente Proyecto de Graduación me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Rómulo Aníbal Abrigo Cuenca

RESUMEN

La importancia de proteger el medio ambiente de los derrames de combustibles líquidos, debe ser un caso de extrema importancia para las autoridades competentes así como para las personas que de una u otra manera están ligadas al manejo de combustibles.

En el presente trabajo se estableció un plan de mantenimiento para los Sistemas de Almacenamiento de Combustibles Líquidos en las estaciones de servicio (gasolineras), este trabajo fue realizado de acuerdo a normas, decretos y ordenanzas nacionales, también se tomó en cuenta normas y sugerencias internacionales.

Las normativas que existen en el Ecuador con respecto a los STE, son escasas, por lo que gran parte de este trabajo se realizó tomando en cuenta normas internacionales y dando cumplimiento a las normas nacionales.

Considerando que la mayoría de tanques enterrados en el Ecuador no cumplen con normas establecidas y sabiendo que tienen alrededor de 15 años de servicio los dueños de los STE tienen dos opciones, cambiar sus tanques (costo alto) o darles un estricto mantenimiento con el fin de cumplir con normativas. En este Proyecto de Graduación se realizó una propuesta basada en revestimientos internos para estos tanques de tal forma que cumplan las normativas INEN.

Una de las propuestas que se realizó en este proyecto de graduación es la de construir un tanque de doble pared dentro de los tanques ya existente y que generalmente son de simple pared, esta técnica está basada en plásticos reforzados con fibra de vidrio y en la actualidad es muy usada en diferentes países.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	ii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
ABREVIATURAS.....	viii
SIMBOLOGÍA.....	ix
INDICE DE FIGURAS.....	x
INDICE DE TABLAS.....	xi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1 GENERALIDADES	3
1.1 Propiedades de los combustibles.....	3
1.2 Almacenamiento de los combustibles	7
CAPITULO 2	
2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	4
2.1 Clasificación de los tanques de almacenamiento	4
2.1.1 Por la forma.....	4
2.1.2 Por el tipo de unión de las láminas.....	13
2.1.3 Por el producto a almacenarse.....	14
2.2 Tanques de acero soldados	16

2.2.1	Norma UL-142.....	16
2.2.2	Norma UL-58.....	17
2.2.3	Norma UL-1746.....	19
2.3	Montaje de los tanques enterrados	23
2.4	Prueba de hermeticidad, neumática o vacío.....	28

CAPITULO 3

3	NORMAS, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS TANQUES ENTERRADOS/SOTERRADOS	30
3.1	Disposiciones, normas: NTE INEN 2251-2003, D.E.1215 del 2 de febrero/2001; D.E. 2024 del 26 de octubre del 2001.....	31
3.2	Identificación de equipos en las instalaciones de los STE.....	33
3.3	Detección de fugas o liqueos	36
3.4	Protección para evitar derrames y sobrellenados.....	40
3.5	Protección contra la corrosión.....	42
3.6	Inspecciones	53

CAPITULO 4

4	DIAGNOSTICO SITUACIONAL DE LOS TANQUES ENTERRADOS.....	56
4.1	Mantenimiento de los sistemas de tanques enterrados en la actualidad.....	56

4.1.1	Tipos de mantenimiento	56
4.1.2	Empresas calificadas para mantenimiento	57
4.1.3	Certificaciones del mantenimiento.....	58
4.1.4	Cumplimiento de normas.....	58

CAPITULO 5

5 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS SISTEMAS DE TANQUES

ENTERRADOS.....	61
5.1 Normas técnicas nacionales e internacionales.....	61
5.2 Inspección y certificación de los sistemas de tanques enterrados (STE), por ensayos no destructivos	64
5.2.1 Inspección visual.....	65
5.2.2 Radiografía industrial	68
5.2.3 Partículas magnéticas	70
5.2.4 Ultrasonido industrial.....	72
5.2.5 Tintas penetrantes.....	74
5.2.6 Selección del tipo de inspección no destructiva.....	77
5.2.7 Certificación bajo normas	78
5.3 Procedimiento para inspección del tanque	79
5.3.1 Trabajos preparatorios, organización y personal	79

5.3.2	Limpieza y desgasificación del tanque	81
5.3.3	Preparación de la superficie interna, HidroBlasting	85
5.3.4	Disposición de los desechos	86
5.3.5	Análisis del historial del tanque	86
5.3.6	Inspección visual	87
5.3.7	Determinación de los espesores mediante ultrasonido.....	88
5.3.8	Cálculo y evaluación de los resultados.....	91
5.4	Mantenimiento.....	93
5.4.1	Mantenimiento preventivo	93
5.4.2	Mantenimiento correctivo	99
5.4.3	Reemplazo total del tanque.....	102
5.5	Revestimientos internos	104
5.5.1	Epóxicos novolac, requerimientos	104
5.5.2	Plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV), requerimientos	106

CAPITULO 6

6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
---	--------------------------------------	-----

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

ANSI	Instituto Nacional Americano de Normalización
API	Instituto Americano de Petróleo
ARCH	Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos
ASTM	Sociedad Americana de Ensayos de Materiales
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
NACE	Asociación Americana de Ingenieros en Corrosión
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendios
NLPA	Asociación Nacional de Prevención de Fuego
NTE	Normas Técnicas Ecuatorianas
OAE	Organización de Acreditación Ecuatoriano
ISO	Organización Internacional de Normalización
PEI	Petroleum Equipment Institute
PRFV	Plásticos Reforzados con Fibra de Vidrio
STE	Sistema de Tanques Enterrados
STI	Instituto de Tanques de Acero
UL	Underwriters Laboratories

SIMBOLOGÍA

°C	Grados centígrados
%	Porcentaje
Bls	Barriles
Psi	Libras por pulgada cuadrada
(")	Pulgadas
m	Metros
mm	Milímetros
L	Litros
ft	Pies

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Tanque de acero forrado con fibra de vidrio.....	21
Figura 2.2. Tanque doble pared.....	23
Figura 2.3. Instalación de sistemas de venteo.....	27
Figura 2.4. Instalación típica de STE.....	27
Figura 3.1. Pozo de monitoreo y observación.....	40
Figura 3.2. Proceso de corrosión.....	43
Figura 3.3. Celda bimetálica.....	43
Figura 3.4. Corrosión por metales disímiles.....	44
Figura 3.5. Corrosión por diferencia de suelos.....	45
Figura 3.6. Corrosión por nivel freático.....	45
Figura 3.7. Protección catódica por ánodo de sacrificio.....	48
Figura 3.8. Protección catódica por corrientes impresas.....	48
Figura 5.1. Ensayo típico con radiográfico industrial.....	69
Figura 5.2. Ensayo típico con partículas magnéticas.....	70
Figura 5.3. Esquema típico del ensayo por ultrasonido.....	73
Figura 5.4. Esquema del ensayo por tintas penetrantes.....	75
Figura 5.5: Esquema para desgasificación del tanque.....	82
Figura 5.6: Transformación tanque simple pared a doble pared.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Sistemas de Protección Catódica, ventajas y desventajas.....	49
Tabla 2 Selección de recubrimientos de acuerdo a la superficie.....	51
Tabla 3 Ventajas y desventajas de los recubrimientos.....	51
Tabla 4 Selección de los END ventajas y desventajas.....	77
Tabla 5 Valores permitidos para atmosfera de trabajo.....	88
Tabla 6 Frecuencia de inspección basada velocidad de corrosión.....	92
Tabla 7 Recomendaciones para espesores según la norma NLPA 631.....	92
Tabla 8 Matriz de Riesgo para los STE.....	96
Tabla 9 Matriz de frecuencia (en años) para STE.....	97
Tabla 10 Matriz de frecuencia (en años) para STE nuevos.....	97
Tabla 11 Mantenimiento e Inspección de los STE.....	98

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como propósito principal la presentación de un Plan de Mantenimiento para los Tanques Enterrados que Almacenan Líquidos Combustibles, estos tanques generalmente se encuentran en las gasolineras distribuidos en todo el país en un número aproximado de 3000, por lo que el plan de mantenimiento está enfocado a estos tanques. Este trabajo consta de seis capítulos cada uno con información necesaria para concluir nuestro propósito.

En el primer capítulo, se describe las propiedades de los combustibles ya que es necesario conocer su composición, para poder determinar la forma de almacenamiento que generalmente se lo realiza en tanques.

En el segundo capítulo se detalla la clasificación de los tanques de almacenamiento y las normas técnicas con las que son construidos. En el Ecuador los tanques de almacenamiento generalmente son diseñados bajo las norma UL (Underwrite Laboratories) detalladas en este capítulo.

En el capítulo tres se describen las disposiciones nacionales de construcción, montaje, operación y control de los Sistemas de Tanques Enterrados en nuestro país, de acuerdo a la Ley de hidrocarburos, norma INEN y Decretos Ejecutivos.

En el capítulo cuatro, se realiza un breve análisis de la situación actual de los tanques enterrados, el mantenimiento que se realiza en los STE, además se detalla nombre de las empresas certificadas por la OAE, que puede realizar tareas de mantenimiento según su alcance, así como, el proceso de certificación y el cumplimiento de las normas según disposiciones.

En el capítulo cinco, se establece un Plan de Mantenimiento para los STE, basado en disposiciones nacionales, en caso de que no exista suficiente información se hace referencia de normas internacionales de acuerdo a las necesidades. Se describen también los procesos de inspección por END y los criterios para elegir el correcto proceso de inspección. Se describe un procedimiento que nos permite preparar las mejores condiciones para que el tanque sea inspeccionado y evaluado por medio de END. Luego de la inspección, se evalúa una matriz de frecuencia la cual nos ayuda a determinar las condiciones del STE y da una pauta para determinar los intervalos de inspección y mantenimiento de los mismos.

También se propone una solución para los STE que no cumplen con normativas, basada en la transformación de tanques de simple pared a doble pared mediante un espacio intersticial (monitoreado permanentemente) entre dos paredes de PRFV.

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

Los combustibles líquidos son mezclas de hidrocarburos utilizados para generar energía por medio de la combustión y que cumplen o exceden con las normas nacionales o internacionales API o DIN para dicho uso. Dentro de esta definición se incluyen los diferentes tipos de gasolinas, combustibles para aviación, combustibles de uso marino, diesel y combustibles residuales.

1.1 Propiedades de los combustibles

Como derivados que son del petróleo crudo, los combustibles líquidos están formados básicamente por compuestos hidrocarbonados, pueden contener, además, O₂, S, N,

Los principales parámetros que caracterizan a un combustible líquido son: poder calorífico, densidad específica, viscosidad, número de octano, índice de cetano, punto de inflamación, temperatura de ignición, tensión de vapor, contenido de azufre.

Poder Calorífico.- Es la energía liberada del combustible cuando se somete a un proceso de oxidación rápido, de manera que el combustible se oxida totalmente y que desprende una gran cantidad de calor que es aprovechable a nivel industrial.

Densidad específica o relativa.- Es la relación de peso de un volumen de muestra, cierta temperatura y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura determinada; en el Ecuador se usa comúnmente la medida americana de densidad que es la Gravedad A.P.I., la cual relaciona las densidades del agua con la del petróleo y si el grado API de un hidrocarburo es mayor a 1 significa que es más liviano que el agua por lo tanto flota en ella.

Las densidad específica o relativa de los combustibles líquidos varían, pero los más ligeros serán los que tengan menor contenido en átomos de carbono. De este modo, las gasolinas serán las que tengan menor densidad específica, mientras que los fuel-óleos serán los que mayor densidad específica tengan.

Número de octano.- Es la capacidad de los carburantes de comprimirse sin producir auto detonación, es una característica fundamental de las naftas utilizadas en motores de combustión interna con encendido por chispa. En la escala de octanaje mientras mayor sea el valor, mayor es la capacidad de compresión del carburante sin auto detonar.

Índice de cetano.- El cetano es un hidrocarburo parafínico de 16 átomos de carbono, y su índice indica el porcentaje volumétrico de cetano en una mezcla de referencia con el mismo punto de inflamación que el carburante sometido a prueba. Mientras mayor sea el número de cetano, menor es el retraso de la ignición y mejor es la calidad del combustible.

Punto de Inflamación.- Es la temperatura mínima a la cual el combustible se gasifica, es decir comienza a emitir vapores que pueden inflamarse ante una fuente de calor. El punto de inflamación da una idea de la cantidad de compuestos volátiles o muy volátiles que puede tener un combustible. Teniendo en cuenta el punto de inflamación podremos estimar cuales van a ser las condiciones de almacenamiento de ese combustible

La temperatura de ignición.- Es la temperatura mínima a la que debe ser calentado un material en el aire, para que en ella se pue-

da iniciar y mantener una combustión independiente de la fuente de calor. Este parámetro también se conoce como temperatura de auto ignición.

Contenido en azufre.- El azufre que se encuentra en un combustible líquido se deriva del crudo de petróleo y a veces puede derivar de algún proceso al que ha sido sometido en el fraccionamiento. Los problemas que nos pueden provocar el azufre contenido en un combustible líquido son:

- Corrosiones en los equipos en los que se quema el combustible, en equipos auxiliares (chimeneas), pre calentador de aire.
- Contaminación ambiental, que se debe evitar.
- Influye sobre el poder calorífico del combustible, pudiendo hacer que sea menor. Puede variarlo bastante.
- Si estamos utilizando el combustible en una planta donde se van a utilizar los gases de combustión, puede traer problemas al entrar en contacto directo con lo que se está produciendo en la planta.

Tensión de vapor.- Es la medida de la tendencia de las moléculas de dispersarse en una fase líquida para generar una fase de vapor manteniendo un equilibrio termodinámico. Por medio de esta pro-

riedad se puede determinar el contenido de productos livianos, para establecer las pérdidas en el almacenamiento, seguridad en el transporte y la volatilidad de las naftas.

1.2 Almacenamiento de los combustibles

En las estaciones hidrocarburíferas, el almacenamiento de los combustibles es muy importante, esto constituye una reserva entre la producción, el transporte y el despacho de los mismos. Sirve como punto de referencia en la medición control de inventario y despacho. Actúan también como depósito de sólidos y agua antes de ser despachados.

Los líquidos combustibles pueden ser almacenados en:

- Tanques fijos por encima del nivel del terreno o subterráneos;
- Tanques fijos ubicados por encima del terreno dentro de edificios
- Tanques portátiles cuya capacidad exceda los 660 galones (2500L).

Tanques de almacenamiento.- Los tanques deben diseñarse y construirse de acuerdo con las buenas normas de ingeniería establecidas para el material de construcción empleado y deben ser:

- Construidos con material de acero o de un material no combustible.
- El material debe ser compatible con el líquido a almacenar.
- Los tanques construidos de materiales combustibles deben sujetarse a la aprobación de la autoridad competente.
- Está permitido que los tanques posean revestimientos combustibles o incombustibles. La elección de un revestimiento protector adecuado dependerá de las propiedades del líquido a almacenar.
- Se requiere un estudio especial basado en los criterios de la ingeniería si la densidad específica del líquido a almacenar supera la del agua, o si el tanque está diseñado para almacenar líquidos que tengan una temperatura inferior a 0°F (-17,8°C).
- Está permitido que los tanques sean de cualquier forma o tipo, siempre que su diseño sea consistente con las buenas prácticas de la ingeniería.
- Los tanques metálicos deben ser de tipo soldado, remachado y calafateado, o con pernos, o bien deben ser construidos empleando una combinación de estos métodos.

En las estaciones de servicio el almacenamiento de combustible, generalmente se realiza en tanques subterráneos que deben cumplir estrictamente con normas nacionales e internacionales y buenas prácticas de ingeniería.

La disipación de los gases producidos por el mantenimiento del combustible será lograda mediante la instalación de los respectivos tubos de venteo por tanque, cuyos orificios de salida estarán ubicados a una altura que permita su inmediato contacto con los vientos de la zona y su correspondiente evaporación hacia atmósfera.

CAPITULO 2

2 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE

2.1 Clasificación de los tanques de almacenamiento

Existen una amplia gama de tanques de almacenamiento su uso está determinado por el producto que se almacenara, por la capacidad de almacenamiento, por las condiciones en el campo de almacenamiento etc., estos tanques se clasifican por:

2.1.1 Por la forma

Cilíndricos de techo cónico fijo.- Sirven para almacenar petróleo crudo o productos que tengan baja presión de vapor (menor 15 Psig), de tal forma que no se generen vapores a temperatura ambiente

El techo tiene una pendiente mínima del 6%, consta de un fondo plano una pared cilíndrica y un techo fijo. Los venteos libres o cuellos de ganso, permiten la emisión de vapores logrando que el tanque se mantenga a presión atmosférica aunque las pérdidas por evaporación son inevitables.

Estos tanques son económicos en su diseño y generalmente son de baja capacidad de almacenamiento. Pueden ser de techo soportado o auto soportado

Tanques de techo soportado, el techo cónico está construido sobre un sistema de vigas y columnas que soportan el peso y diseño del techo, la siguiente fotografía muestra

Tanque de techo auto soportado, el techo se construye directamente sobre la estructura del mismo tanque, es decir que el peso del techo reposa directamente sobre la forma cilíndrica del tanque, adoptando la forma de un domo.

Cilíndricos con tapa cóncava.-Sirve para almacenar productos que tienen una presión de vapor relativamente alta de tal forma que se generen vapores a temperatura ambiente, son aptos para almacenar gasolina, GLP, etc.

Cilíndricos con techo flotante.- Igual a los tanques cilíndricos de tapa cónica pero su tapa flota soportada por el producto almacenado, evitando la formación de espacio libre entre el producto y la cubierta sellada completamente, minimizando así pérdidas por evaporación al exterior, reduciendo el daño al medio ambiente y la formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque, se lo puede utilizar para almacenar productos volátiles como: gasolina, diesel, etc. ya que la presión del tanque es igual a la presión atmosférica.

El techo flotante puede ser interno (techo fijo colocado en el tanque) o externo (el tanque se encuentra a cielo abierto).

Dependiendo de la volatilidad del producto y el diámetro del tanque pueden ser Tanques de techo Flotante tipo Pontones o de Doble Cubierta (DoubleDeck).

Tanques de techo Flotante tipo Pontones, está equipado con flotadores herméticos al fluido o pontones, su techo tiene una cámara de aire anular, dividida en compartimentos que actúan como un flotador en el perímetro, y una cubierta simple en el centro, lo que hace que todo el conjunto del techo se mantenga a flote en la superficie del producto, los vapores atrapados bajo el centro de la cubierta forman una capa aislante hasta que se condensan. Los

techos de pontón están diseñados para flotar aun cuando el centro y los compartimentos estén perforados, sirven para almacenar aceites ligeros y disminuyen las pérdidas por evaporación.

Tanques de techo flotante doble cubierta, formado por dos niveles de fluido que forman en su intermedio un flotador total, dándole una mayor flotabilidad, estructura más robusta, efectivo aislamiento a los rayos solares y disminución de niveles de evaporación.

Esféricos y esferoidales.- Se utilizan para almacenar productos muy volátiles, soportan altas presiones de vapor, son capaces de resistir deformaciones, los esfuerzos que se generan se distribuyen uniformemente, es ideal para almacenar gasolina, GLP, etc.

2.1.2 Por el tipo de unión de las láminas

Tanques soldados.- Se caracterizan por su gran capacidad de almacenamiento, y son los más utilizados en nuestro país, sus volúmenes varían desde los 65000 Bls hasta los 350000 Bls. Generalmente son contruidos con láminas de acero soldadas entre sí eléctricamente; estos tanques pueden ser armados en el sitio de trabajo.

Tanques atornillados o empernados.- La capacidad de almacenamiento en estos tanques varía de 30 a 10000 Bls, son de fácil

ubicación y permiten su reubicación, por lo que se utilizan en instalaciones provisionales de emergencia.

Tanques remachados.- Su capacidad de almacenamiento varía de 240 a 134000 Bls usualmente están construidos con placas de acero montadas en el campo, los anillos horizontales están remachados unos con otros es decir, uno arriba del otro, las placas de techo y fondo también son remachadas según las normas API. Este tipo de tanques se los encuentra en instalaciones antiguas.

2.1.3 Por el producto a almacenarse

Los productos que se almacenan se clasifican en:

Clase A.-Productos licuados cuya presión absoluta de vapor a 15 °C sea superior a 1 bar. Según la temperatura de almacenamiento puede ser considerada como:

Subclase A1, productos de la clase A que se almacenan licuados a una temperatura inferior a 0 °C

Subclase A2, productos de la clase A que se almacenan licuados en otras condiciones.

Clase B.-Productos cuyo punto de inflamación es inferior a los 55 °C y no están comprendidos en la clase A. Estos productos de acuerdo a su punto de inflamación se clasifican en:

Subclase B1, su punto de inflamación es inferior a los 35°C

Subclase B2.- su punto de inflamación es igual o superior a los 38°C e inferior a los 55°C

Clase C.-Su punto de inflamación está comprendido entre 55°C y 100°C

Clase D.-Su punto de inflamación es superior a los 100°C

Los tanques de techos fijos son utilizados para almacenar líquidos combustibles Clase C, con punto de inflamación entre 55°C y 100 °C, líquidos combustibles Clase D, con punto de inflamación mayor o igual a 100°C.

Los tanques de techos flotantes son utilizados para almacenar líquidos combustibles Clase B2, con puntos de inflamación entre 38 °C y 55 °C, Líquidos combustibles Clase B1, con puntos de inflamación menor 38 °C, o para Productos de alta volatilidad como: alcohol, gasolina y combustibles en general.

2.2 Tanques de acero soldados

En el Ecuador se establece que los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746. En el caso que sean tanques sobre superficie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición, por al menos dos horas continuas, o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego, o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

2.2.1 Norma UL-142

Norma para Tanques de acero sobre tierra para líquidos inflamables y combustibles

Estos requisitos abarcan tanques de almacenamiento primarios de tipo atmosférico secundarios y diques destinados a líquidos inflamables y combustibles no corrosivos y estables que tienen una densidad relativa no superior a 1,0 en aplicaciones sobre tierra. Cada tipo tanque puede ser fabricado en diferentes formas (cilín-

dricos, rectangulares u ovalada) con orientación horizontal o vertical, con o sin múltiples compartimentos, como se explica en la presente norma.

Estos tanques están destinados a la instalación y el uso de acuerdo con el Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, NFPA 30; la Norma para la instalación de equipos que consumen petróleo, NFPA 31; El motor de suministro de combustible Instalaciones y talleres de reparación, NFPA 30A; la Norma para la instalación y el uso de motores de combustión estacionarios y turbinas de gas, NFPA 37; el Código Uniforme de Incendios, NFPA 1; y el Código Internacional de Incendios por el Instituto Código Internacional de Incendios.

Los tanques cubiertos por estos requisitos son fabricados, inspeccionados y probados para fugas antes de salir de la fábrica como envases completamente ensamblados.

2.2.2 Norma UL-58

Fue publicado por primera vez en 1925 al transferir hacia esta edición las regulaciones para la instalación de contenedores de líquidos peligrosos de la National Board of Fire Underwriters. La edición de diciembre de 1996 permite al fabricante reducir el espesor

mínimo de acero basado en una de las ecuaciones de Roark, si la reducción supera el 25% es necesario realizar una prueba de presión externa, en la que el tanque es sumergido por una hora en agua a la profundidad de entierro o a 5ft (la que sea mayor), el tanque no debe colapsar, tener filtraciones o pandearse (definido como una deflexión mayor al 5% del diámetro del tanque) durante la prueba.

UL-58, ofrece los requisitos para la construcción de Tanques de acero subterráneos para el almacenamiento de Líquidos Inflamables y Combustibles a presión atmosférica. Los tanques en instalaciones subterráneas pueden ser: compuestos de pared simple y tanques de contención secundaria de uno o varios compartimientos.

Los tanques bajo la norma UL-58, están diseñados para la instalación y el uso de acuerdo con la Norma para la instalación de equipos que consumen petróleo, NFPA 31, el Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, NFPA 30, el código de servicio Estación Automotriz y Marino, NFPA 30A, y la Norma para la instalación y uso de fuentes fijas de combustión Motores y turbinas de gas, NFPA 37 y el Código Uniforme de Incendios, publicado por el Instituto Código Internacional de Incendios.

UL-58 especifica que durante la producción, cada tanque deber ser probado contra fugas antes de aplicarse el recubrimiento y proceder al envío.

2.2.3 Norma UL-1746

Esta norma ofrece requisitos para Sistemas de Protección de la corrosión externa para los tanques de acero de almacenamiento subterráneo construidos bajo la norma UL-58.

Los tanques protegidos bajo la norma UL-1746, están diseñados para la instalación y el uso de acuerdo con una o más de las siguientes: Norma para la instalación de equipos que consumen petróleo, NFPA 31; Líquidos Inflamables y Combustibles Código, NFPA 30; Código de motor de suministro de combustible Instalaciones y Talleres de Reparación, NFPA 30A; y el Código Uniforme de Incendios, publicado por el Instituto Código Internacional de Incendios.

Estos tanques están totalmente fabricados, inspeccionados y probados por los defectos del sistema de protección y/o de una fuga del tanque antes de salir de la fábrica como envases completamente ensamblados y destinados para el entierro

Abarcan los sistemas de protección de corrosión prediseñados, para a ser instalados en la superficie exterior de los tanques de almacenamiento de tipo atmosférico subterráneo usados para almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles como:

Parte I.- Para sistemas de protección catódica de tipo galvánico.

La Parte II.- Para plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) sistemas compuestos.

La Parte III.- De poliuretano (PUR), poliurea, polietileno de alta densidad (HDPE) o de plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) sistemas de doble cubierta.

Norma UL-1746 Parte I.- Para los sistemas de protección catódica de tipo galvánico

La protección catódica es una técnica para prevenir la corrosión haciendo que la superficie entera del metal a ser protegida actúe como el cátodo de una célula electroquímica. La corrosión es transferida de la superficie metálica a un ánodo externo.

Norma UL 1746 Parte II.- Plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) sistemas compuestos.

Aplica en tanques compuestos de pared simple, son tanques de acero de una sola pared, recubiertos con material no metálico para protegerlo contra la corrosión y la abrasión (ver figura 2.1).

Según UL-1746 parte II, el recubrimiento debe ser de fibra de vidrio con espesor no menor a 0,100" (2,54 mm). Los primeros tanques de este tipo fueron fabricados en 1967 bajo la aprobación del Steel Tank Institute. Este tipo de tanque es de gran aplicación en estaciones de servicio dentro del Ecuador debido a su bajo costo de producción.



Figura2.1. Tanque de acero forrado con fibra de vidrio

Norma UL 1746 Parte III de poliuretano (PUR), poliurea, polietileno de alta densidad (HDPE) o de plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) sistemas de doble cubierta.

Aplica para tanques de contención secundaria, son tanques conformados por dos paredes de acero (ver figura 2.2), fabricados según UL-58 pueden ser de dos tipos:

- Tanques Tipo I: Un tanque primario interno está envuelto por un cuerpo de acero de tal forma que ambos están en contacto directo (creando espacio intersticial mínimo). El cuerpo exterior puede envolver menos de los 360° de la circunferencia del tanque interno.
- Tanques Tipo II: Según UL1746 un tanque externo contiene completamente al tanque primario, que se encuentran separados físicamente, generalmente por 2" o 3". El tanque externo puede ser de acero, fibra de vidrio o polietileno de alta densidad; en el caso de que no sea de acero son llamados tanques enchaquetados

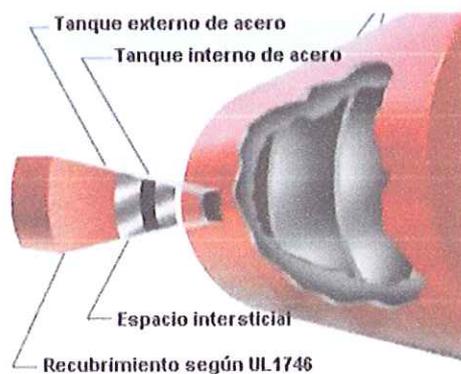


Figura 2.2. Tanque doble pared
Fuente: Modern Welding Company.

2.3 Montaje de los tanques enterrados

El montaje se lo realizará de acuerdo a las mejores prácticas de la ingeniería, dando cumplimiento estricto de los códigos y normas aplicables tanto nacionales como de ASTM, API, ASME, NFPA, UL, ANSI y EPA o equivalentes (ver figura 2.3).

Prueba de vacío

Debe controlar la hermeticidad del tanque mientras está en la superficie y luego de ser enterrado.

Excavación

- La excavación será extendida para dejar 0.30 m (INEN 2251 establece 0.50 m) de separación entre tanques y paredes la profundidad debe ser la suficiente para soportar el peso del transporte.
- El fondo de la excavación debe ser limpia, libre de material que pueda hacer daño al tanque. Si el piso es de concreto hará un colcho de 0.30 m de material de relleno aprobado.

Material de relleno

- Arena, relleno debe ser limpio y bien compactado.

- Grava de río, limpia sin superficies filosas $\frac{1}{4}$ " a $\frac{3}{4}$ " de tamaño

Colocación de tanques

- El tanque debe ser instalado antes del año de haber sido entregado por el fabricante. de lo contrario se solicitará al fabricante una nueva certificación.
- En áreas que no son muy traficadas el relleno deberá tener como mínimo 0.9 m de profundidad.
- En áreas sujetas a tráfico pesado el relleno debe tener como mínimo 1.25 m de profundidad.
- Los tanques se colocaran sobre una cama de arena, si existen elementos de anclaje deben estar cubiertos con 0.30 m de material de relleno.
- Cuando se instalan más de un tanque se debe colocar material de relleno entre ellos para evitar movimientos.
- Si el terreno tiene características inestables se deberá proteger los tanques instalándolos dentro de una fosa de concreto armado.

Anclaje de tanque

- Cuando el nivel freático se encuentra cerca de la superficie del terreno se debe fijar el tanque mediante cables de acero sujeto a anclas de concreto hidráulico.
- Si es necesario usar bandas para sujetar el tanque, se realizará de tal forma que no dañe la cubierta, las bandas deben ser provistas por el fabricante y usadas bajo sus recomendaciones.

Sistema de venteo

Los tanques de almacenamiento deben disponer de ductos de ventilación de 50 mm de diámetro mínimo, contruidos de acero al carbón. La boca de desfogue debe estar colocada a una altura mínima de 4 m sobre el nivel de la cota del piso y a 1 m de distancia de cualquier fuente de calor y tener una campana de protección para evitar el ingreso de agua lluvia (ver figura 2.3)

Disposición de tuberías y accesorios

- Las tuberías enterradas deben estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y por lo menos a 0,50 m de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.

- Las válvulas deben ser apropiadas para uso con productos refinados de petróleo con una presión de trabajo correspondiente al ANSI No. 150.
- El tubo de llenado debe estar separado entre 0.10 cm y 15 cm del fondo del tanque con un corte diagonal en el extremo esta tubería llevara incorporada una válvula de sobrellenado (ver figura 2.4).
- La tubería de succión debe estar a 10 cm del fondo del tanque.
- Tubería de medición manual y electrónica, sirve para determinar el nivel del líquido en el tanque. La tubería de medición es de 2" y 4" de diámetro respectivamente.

Detección de fugas

Es obligatoria la instalación de equipos para detección de fugas del producto en los tanques de almacenamiento.

- Sistema de medición automática
- Pozos de observación
- Pozos de monitoreo
- Monitoreo intersticial en tanque de doble pared.

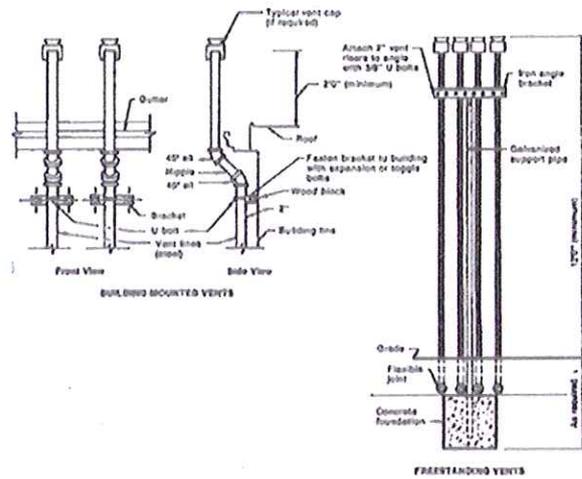


Figura 2.3. Instalación de sistemas de venteo
 Fuente: API 1615; Installation of Underground Petroleum Storage Systems

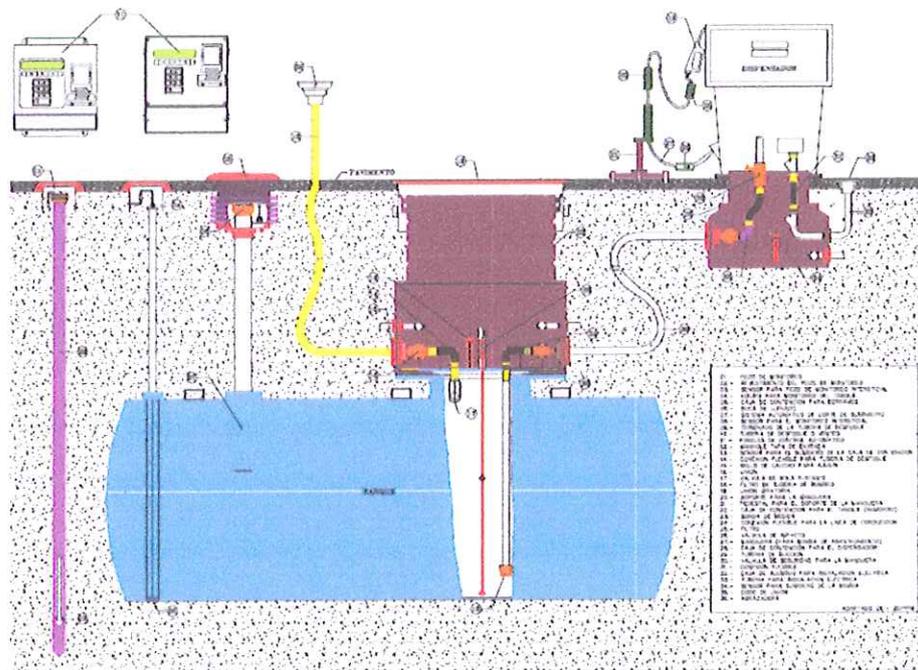


Figura2.4. Instalación típica de un STE

2.4 Prueba de hermeticidad, neumática o vacío

Prueba con vacío.-Esta prueba se realiza en tanques de simple pared y de doble pared. Si los tanques llegan al destino con vacío en el espacio anular no es necesario hacer la prueba en la superficie a menos que sea exigido por alguna norma local, el vacío se debe mantener mientras se rellena la excavación.

Prueba sobre la superficie

- Tanque interno, se debe hacer vacío en el intersticio y presurizar con 5 Psi al tanque interno aplicando una mezcla de jabón y agua para detectar fugas.
- Tanque externo, se aplica una presión de 1Psi en el intersticio y se revisa detecta fugas con una mezcla de jabón y agua,

Prueba después de la instalación, luego de ser enterrado el tanque se aplica una presión de 4 Psi en el tanque interior y no más de 3 Psi en el intersticio, la presión debe mantenerse.

CAPITULO 3

3 NORMAS, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS TANQUES ENTERRADOS/SOTERRADOS

En el Ecuador las requisiciones para, la Construcción, Operación y Control de los STE así como el Almacenamiento y el Expendio de los Combustible Líquidos, están determinado por normas y decretos que se han venido actualizando según la necesidad.

Por lo extenso de la información de normas y decretos, se citará cada una de las normas con los artículos de mayor interés y se anexará la información referida.

3.1 Disposiciones, normas: NTE INEN 2251-2003, D.E.1215 del 2 de febrero/2001; D.E. 2024 del 26 de octubre del 2001

Ley de hidrocarburos

Artículo 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (Apéndice A).

Decreto Ejecutivo No 1215 del 2001-02-02, publicado en el Registro Oficial No 265 del 2001-02-13.

REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS EN ECUADOR (Apéndice B).

- Artículo 25.- Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles
- Artículo 26.- Seguridad e higiene industrial
- Artículo 27.- Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones
- Artículo 28.- Manejo de desechos en general
- Artículo 71.- Tanques de almacenamiento
- Artículo 72: Instalación y reutilización de tanques

- Artículo 76: Tanques en Estaciones de Servicio

- a) Instalaciones nuevas

- b) Estaciones de Servicio en remodelación.

- Artículo 77: Manejo de desechos

- Artículo 78: Normas de seguridad

Decreto Ejecutivo No 2024 del 2001-10-26, publicado en el Registro Oficial No 445 del 2001-11-01.

REGLAMENTO PARA AUTORIZACIÓN DE ACTIVIDADES DE COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS (Apéndice C).

Artículo 31.-Almacenamiento y Transporte.

Acuerdo Ministerial No. 184 de 1999-02-11, publicado en el Registro Oficial No. 135 de 1999-02-24.

REGLAMENTO DE OPERACIÓN Y SEGURIDAD DEL TRANSPORTE TERRESTRE DE COMBUSTIBLES (EXCEPTO EL GLP) EN AUTOTANQUES (Apéndice D).

Artículo 8.-Operación de Carga y Descarga (ve Anexo D).

Norma NTE INEN 2251-2003

MANEJO, ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y EXPENDIO EN LOS CENTROS DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS. REQUISITOS.

- 5. Disposiciones Generales
- 6. Disposiciones específicas

- 7. Requisitos

- 7.1.1 Instalaciones nuevas

- 7.1.2 Instalaciones en remodelación.

- 7.1.3 Líneas de ventilación.

- 7.1.4 Surtidores

- 7.1.12.5 Trasiego

- 7.1.13 Contenido de agua y sedimentos en el expendio.

3.2 Identificación de equipos en las instalaciones de los STE

La disposición de los equipos para instalaciones nuevas se encuentra en la norma INEN 2251, sección 7.1.1.

Bomba sumergible.- es la encargada de enviar el combustible a los surtidores la succión de la bomba estará a 10 cm del fondo del tanque. La bomba debe ser a prueba de explosión y certificada por UL. Se instala sobre el manhole.

Accesorios para control en el espacio anular de los tanques.- Este sistema se instala solamente en los tanques de doble pared, ayuda a detectar fugas en el sistema.

Tanque.- Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746.

Dispositivo de llenado.- Sirve para controlar el sobre llenado del tanque, se puede usar válvula flotador o válvula de sobrellenado diseñada bajo la norma UL-58. Las conexiones se deben ubicar en la parte superior de la descarga que se encontrara a 0.15 cm del fondo del tanque.

Dispositivo para recuperación de vapores a auto tanques.- Lo llevan todos los tanques de almacenamiento superficiales, consiste en un conjunto de accesorios, tuberías mangueras y conexiones especialmente diseñados para recuperar los vapores en la opera-

ción de transferencia de gasolina del autotanque al tanque de almacenamiento.

Dispositivo para sistema de medición.- Tubería de medición manual y electrónica, sirve para determinar el nivel del líquido. Esta tubería es de 2" y 4" de diámetro respectivamente.

Entrada hombre (diámetro mínimo 0.60 m).- Se lo conoce como Manhole está localizada en el lomo del tanque y su tapa se fija herméticamente, para su acceso se instala un contenedor con doble tapa que termine hasta el nivel de la losa superior con un diámetro máximo de 42 pulgadas, esta entrada será utilizada para limpieza e inspección del mismo, en su tapa pueden colocarse otros accesorios.

Dispositivo para tubería de venteo.- Los tanques de almacenamiento deben disponer de ductos de ventilación de 50 mm (2 pulgadas) de diámetro mínimo, contruidos de acero al carbón. La boca de desfogue debe estar colocada a una altura mínima de 4 m sobre el nivel de la cota del piso y a 1 m de distancia de cualquier fuente de calor.

Las líneas de ventilación de los tanques de almacenamiento de gasolina, en su parte superior deben estar provistas de válvulas de presión de vacíos.

Las líneas de ventilación de los tanques de almacenamiento de diesel, en su parte superior, deben estar provistas de arrestador de llama, en vez de válvula de presión de vacíos.

3.3 Detección de fugas o liqueos

El control de inventario.-El método comprende tres etapas: La primera INVENTARIO DE LIBRO, esto es al registro diario de: combustible recibido, utilizado dentro de la estación y vendido. La segunda INVENTARIO FISICO. En esta parte se registra el agua y el producto almacenado en el tanque por medio de la lectura directa de niveles. La lectura se hace con varas de medida (con precisión al milímetro) o con sistemas automáticos de lectura de niveles. La tercera y última etapa es la reconciliación del INVENTARIO DE LIBRO con el INVENTARIO FISICO. La reconciliación debe hacerse como mínimo a nivel diario y a nivel mensual. En esta etapa se debe tener en cuenta que las discrepancias entre los inventarios no implican necesariamente una fuga; desbalances en el inventario pueden deberse a: cambios en la temperatura del combustible, cambios en los niveles de agua en el tanque, errores en la calibración de los sistemas de medida, errores de lectura del sistema de aforo, errores matemáticos o pérdidas por robo, entre otros. El control diario de inventario debe tener como mínimo una

precisión de 0.5% establecida en la norma API 621; Bull Liquida Stock.

Sensores y equipo de detección para el monitoreo continuo.-

Puede utilizarse el monitoreo intersticial en los tanques de doble pared que utilizan sensores de presión o de fluido para la detección de filtraciones.

Pruebas de estanqueidad en los STE

La frecuencia de esta prueba estará dada por la evaluación de la matriz de riesgos la cual deberá ser realizada por un inspector calificado. La instalación se someterá a una prueba neumática a una presión manométrica no más de 30 kpa (0,3 kg/cm²) durante un periodo de 15 min, si la presión se mantiene estable la prueba se considerará satisfactoria si detecta fugas 100ml/h.

La prueba de inspección de hermeticidad del STE sólo podrá ser realizada por una Entidad Acreditada por la ARCH, la que emitirá el Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE. El informe debe ser presentado a la ARCH en un plazo no mayor de treinta (30) días calendario

Detección de fuga en la tubería

Se debe contar con detectores de fuga que alerten al operador de una fuga de por lo menos 1L/h a una presión de 10 Psig durante 1 hora. Estos detectores pueden ser electrónicos o mecánicos.

En caso de no contar con detectores de fuga, se debe realizar prueba de hermeticidad que garantice la detección de por lo menos 0.378 L/h según NWG (National Works Grupo).

Pozos de observación y monitoreo

Conforme a las prácticas recomendadas para estaciones de servicio por el API 1615 o el API 653y API 2610, es obligatoria la instalación de dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto de los tanques de almacenamiento.

- *Sistema de medición automática*, El método consiste en la instalación de una sonda en forma permanente en el tanque, conectada a un monitor, que provee información sobre el nivel y la temperatura en el tanque. Estos sistemas calculan, en forma automática, los cambios volumétricos del producto que pueden indicar filtraciones del tanque. Algunos sistemas, en el momento de efectuar el chequeo, requieren que el tanque este fuera de

operación al menos una hora antes, aunque existen sistemas que pueden realizar la prueba con el tanque en operación. Este sistema puede detectar fugas hasta de 0.1 gal/hora. Cuando existe agua alrededor del tanque, el flujo de combustible, proveniente de fugas en el tanque, puede verse limitado y/o obstruido enmascarando la fuga, en ese caso, el sistema debe estar capacitado para detectar la presencia de agua alrededor del tanque y debe complementarse el monitoreo con otro método de detección.

- *Pozos de observación*, cuando el nivel freático esté a más de 7 metros bajo la superficie, y/o el suelo esté compuesto por material arcilloso, y/o el tanque no posea un sistema de monitoreo intersticial, los pozos deben construirse dentro del área de la excavación. De esta forma, se garantiza la presencia de un material granular que permite el movimiento del producto de posibles fugas del tanque (vapores o líquidos) hacia el pozo. se instalan cuando el nivel freático se encuentra por encima del fondo de la excavación el fondo del pozo debe estar a 0.60 m por debajo del nivel inferior del tanque (ver figura 3.1).

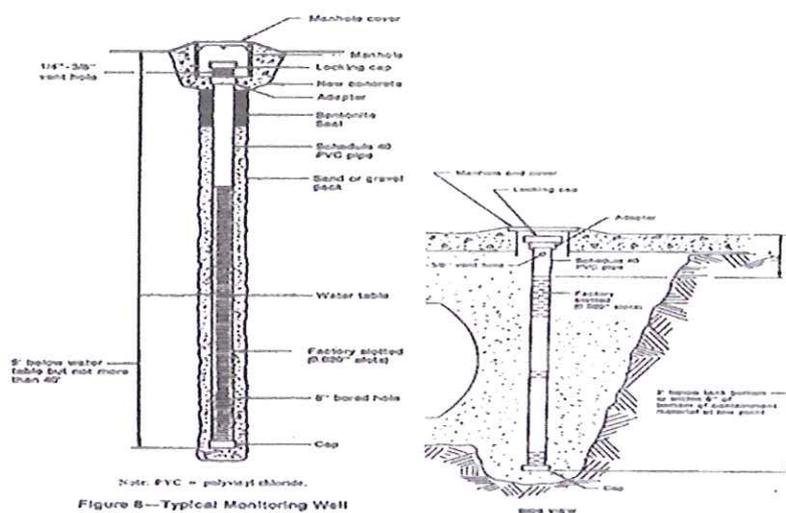


Figura 3.1. Pozo de monitoreo y observación
Fuente: API 1615; Installation of Underground Petroleum Storage Systems

3.4 Protección para evitar derrames y sobrellenados

Para prevenir derrames y sobrellenados asociados con la transferencia de combustible se deberá utilizar los siguientes equipos para la prevención de derrames y sobrellenados:

Equipo para la prevención de derrames que evite el escape de la sustancia regulada al ambiente cuando la manga de transferencia sea separada de la tubería de llenado (por ejemplo, contenedor de derrames)

Válvulas de seguridad o impacto.- Corta el flujo de combustible en caso de que un surtidor sea movido de su posición original por un agente externo.

Válvula flotador.- Se localiza en la parte superior del tanque, en la conexión con la tubería de desfogue. La bola flota sobre el combustible y sube con éste hasta llenar el 90% del tanque y la bola se encaja en la boca de la tubería de desfogue obstruyendo la salida de vapores, lo cual crea una contrapresión que mantiene el nivel del combustible en el carro tanque y reduce el caudal de descarga de éste. Esta válvula restringe el flujo de líquidos, siempre que llegue a la altura capaz de tapar la tubería de venteo.

Válvula de sobrellenado para depósito.- El mecanismo consta de dos válvulas que operan por flotación reduciendo en primer lugar el flujo de combustible al tanque y posteriormente restringiendo totalmente el flujo. La reducción del flujo de combustible debe alertar al operario del carro tanque para cerrar inmediatamente el suministro, permitiendo así que el combustible remanente en las mangueras de suministro llegue al tanque y sea almacenado sin ningún problema. Si por algún motivo el operario no detiene el suministro y la válvula de protección se cierra completamente el combustible remanente en las mangueras de alimentación no podrá ser almacenado en el tanque y tendrá que ser evacuado directamente al carro tanque o a las cajas de contención. Este tipo de dispositivo opera siempre y cuando la conexión de la manguera del carro tanque a la boca de llenado sea completamente hermética.

ca. Generalmente se restringe el flujo cuando el tanque está al 95% de su capacidad nominal.

Caja de contención contra derrame.- Se coloca en la parte superior del tanque, y en la cual se localiza el acople para el llenado del tanque. Las dimensiones de la caja de contención deben ser lo suficientemente grandes para contener el producto que se pueda derramar cuando se suelta el acople de entrega del tubo de llenado. Los tamaños de las cajas de contención van desde cajas de 5 galones, hasta cajas de 15 galones de capacidad. A mayor volumen de contención, mayor será la protección contra derrames. La caja debe permanecer drenada y libre de sedimentos y basuras.

3.5 Protección contra la corrosión

Corrosión en tanques enterrados

Es un proceso electroquímico causado por flujo de corrientes eléctricas que ocurre cuando el acero pierde electrones y se convierten en iones. Esto es el retorno del metal a su estado original convirtiéndose en óxido de hierro o herrumbre (ver figura 3.2).

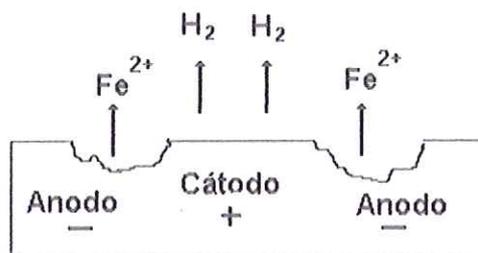


Figura 3.2. Proceso de corrosión

Esta corrosión puede ser causada por diferentes condiciones que pueden existir en un determinado lugar.

Corrosión por metales disímiles, la unión de metales diferentes forman celdas bimetálicas; el metal más alto en la lista de series galvánicas actúa como ánodo y el más bajo como cátodo, los electrones fluyen del ánodo al cátodo y se causa la corrosión por metales disímiles (ver figura 3.3 y 3.4)

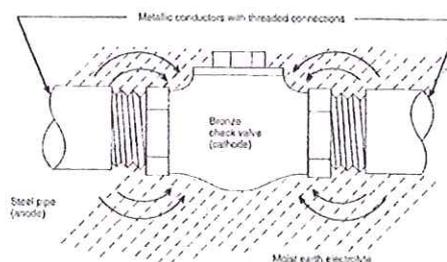


Figura3.3. Celda bimetálica

Fuente: API 1632; Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems

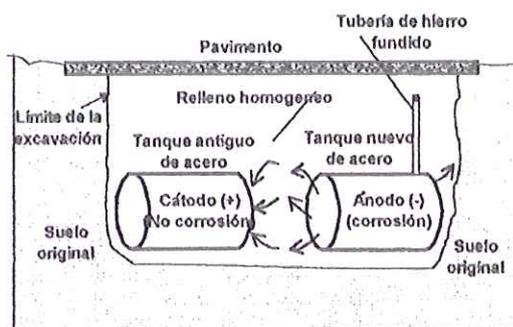


Figura3.4. Corrosión por metales disímiles

Efectos del suelo, los suelos varían considerablemente en cuanto a la corrosión, el tipo de suelo afecta al índice de corrosión más que cualquier otra variación.

En general, suelos arenosos, secos o calcáreos, con una alta resistencia eléctrica son menos corrosivos. Hacia el otro lado de la escala se encuentran las arcillas pesadas y los suelos altamente salinos, con una elevada conductividad eléctrica.

Si un tanque está instalado en suelos diferentes se puede formar una celda electrolítica, produciéndose la corrosión (ver figura 3.5)

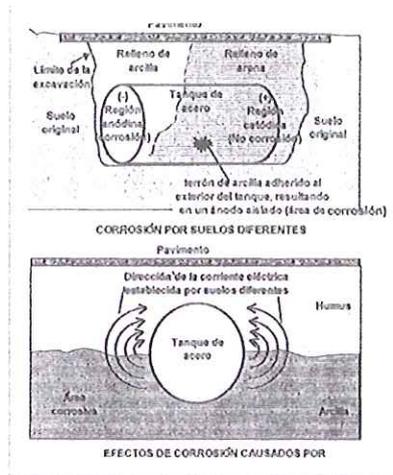


Figura 3.5. Corrosión por diferencia de suelos

El nivel freático es también importante, mucho depende si el acero enterrado se encuentra permanentemente sobre o bajo dicho nivel, más aún si este alterna. La profundidad de entierro no tiene un efecto consistente sobre la corrosión (ver figura 3.6)

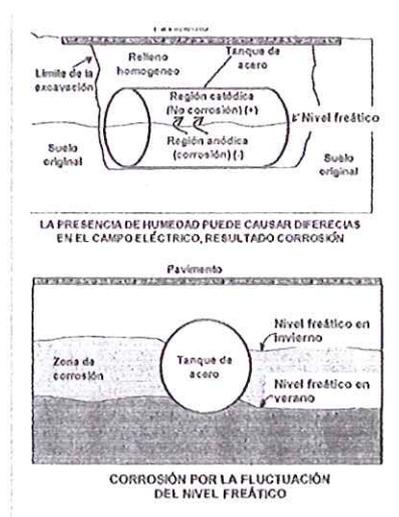


Figura 3.6. Corrosión por nivel freático

La tasa máxima de corrosión obtenida por el Instituto Nacional de Estándares Norteamericanos es de 0.068 mm/año, sin embargo la tasa máxima de corrosión por picaduras es mucho mayor teniendo un valor de 0.25 mm/año.

La actividad bacteriana, usualmente juega un papel importante sobre la corrosión del acero enterrado. Ésta se puede encontrar de forma más común en arcillas anegadas y suelos similares, donde no existe oxígeno atmosférico presente.

Corrientes eléctricas dispersas, estas corrientes pueden ser causadas por electricidad subterránea o superficial (rieles de ferrocarril) u otras estructuras subterráneas conectadas a un sistema de protección catódica pudiendo causar una rápida corrosión si no se protege contra estas corrientes.

Métodos preventivos contra la corrosión

Una vez conocidos los principios involucrados en el fenómeno de corrosión estamos en condiciones de comenzar el estudio de los métodos preventivos. Existe una gran variedad de técnicas que nos permiten reducir los efectos de la corrosión sobre los materiales de uso; cada una de ellas tiene un campo de aplicación específico y es común el uso de combinaciones de las mismas. Las dos

principales formas de protección son pinturas y protección catódica.

Protección catódica

Existen dos métodos para aplicar la protección catódica a estructuras subterráneas metálicas:

- Método de Ánodos Galvánicos o de Sacrificio
- Método Corriente impresa

Método Ánodos Galvánicos o de Sacrificio

Los sistemas de ánodo galvánico o de sacrificio emplean un ánodo(s) metálico más negativo en la serie galvánica que el metal a ser protegido (ver figura 3.7)

El ánodo debe enterrarse en el suelo natural (no en material de relleno), con la parte superior del mismo aproximadamente 60 cm. (2 pies) por debajo de la zanja de la tubería, después de haberlo enterrado, el ánodo debe ser empapado con aproximadamente 20 litros (5 galones) de agua con el fin de activarlo. Los ánodos pueden estar conectados a la tubería mediante soldadura o abrazaderas eléctricas y la unión debe estar forrada con un tipo de revestimiento aprobado. Este sistema debe ser instalado por un profesional en corrosión.

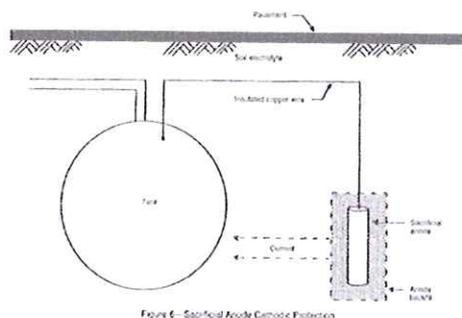


Figura 3.7. Protección catódica por ánodo de sacrificio
Fuente: API 1632; Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems

El Método de Corriente impresa

Transmite corriente continua a un electrodo enterrado (ánodo), a través del suelo (electrolito), hacia el tanque (cátodo). El sistema debe ser diseñado por un ingeniero en corrosión ya que ésta podría acelerarse si no se diseña e instala correctamente. El sistema puede proteger un área de superficie bastante extensa como un tanque de acero sin revestir o la tubería (ver figura 3.8).

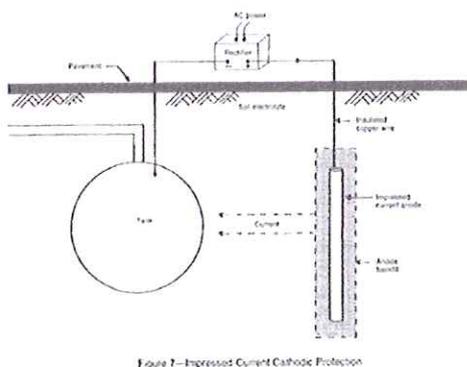


Figura 3.8. Protección catódica por corrientes impresas
Fuente: API 1632; Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems

La tabla 1, muestra las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas.

TABLA 1

**SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA, VENTAJAS Y DES-
VENTAJAS**

Sistema de Protección	Ventajas	Desventajas
Ánodo de Sacrificio	<ul style="list-style-type: none"> •No necesita suministro de energía •La instalación es relativamente fácil y los costos son bajos. •El mantenimiento mínimo después de la instalación. •Los problemas de interferencia (corrientes vagas) son bajos. •Los ánodos de sacrificio pueden ser conectados directamente a la cubierta por los fabricantes de tanques. 	<ul style="list-style-type: none"> •El potencial conductor es limitado y la salida de corriente es baja. •No es recomendado en suelos con resistividad muy alta o muy baja. •No es recomendable para protección de grandes estructuras. •La vida de ánodo puede ser corta cuando protege grandes estructuras.
Corrientes Impresas	<ul style="list-style-type: none"> •Amplio potencial conductor. •Protege grandes estructuras subterráneas de acero con un bajo costo de operación. •Posibilidad de control de corriente de salida flexible. •Aplicabilidad a casi toda resistividad de suelo. •Capacidad de proteger estructuras 	<ul style="list-style-type: none"> •Pueden causar problemas de interferencia (corrientes vagas) sobre estructuras extrañas. •Los sistemas deben ser supervisados y mantenidos regularmente. •Los sistemas pueden dañar capas si el nivel de salida de corriente es demasiado alto. •Comparado con sistemas con ánodos de sacrificio, los costos son más altos.

Elaborado por: Rómulo Abrigo C.

Pinturas y recubrimientos internos

Desde el punto de vista de la corrosión, un recubrimiento es una barrera física que separa el metal del medio corrosivo. Acostumbramos a ver una pintura o recubrimiento simplemente como una capa que se aplica sobre un metal pero es mucho más que eso.

El comportamiento y la durabilidad de cualquier revestimiento de pintura se ven significativamente afectados por la preparación de la superficie a tratar. El método de preparación de la superficie asume una importancia muy relevante en cualquier tratamiento anticorrosivo.

Antes de que el tanque pueda ser recubierto internamente, un profesional competente debe certificar por escrito que el tanque está apto para recubrirlo y que a este se lo puede continuar usando, es decir se debe certificar la integridad del tanque.

La tabla 2, muestra las recomendaciones para la selección del recubrimiento con respecto a las condiciones del interior del acero una vez que el tanque pasó la inspección.

La tabla 3 muestra las ventajas y desventajas de usar los distintos métodos de protección interna.

TABLA 2

SELECCIÓN DE RECUBRIMIENTOS DE ACUERDO A LA SUPERFICIE

Condiciones del Acero	Recubrimiento	Revestimiento	Revestimiento con Fibra de Vidrio
Acero nuevo	Si	Si	Si
Corrosión ligera	Si	Si	Si
Corrosión moderada	No	Si	Si
Corrosión severa	No	No	Si

Elaborado por: Rómulo Abrigo C.

TABLA 3

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS RECUBRIMIENTO.

Protección Interna	Ventajas	Desventajas
Recubrimiento	Uso extensivo en el mundo. Amplio rango de resistencias químicas. Costos de aplicación bajos.	Expectativa de vida. 8 años. No es recomendable para aceros corroídos. Se requiere aplicaciones de varias capas Posibles problemas por solventes retenidos. Control de espesores húmedos más exhaustivo.
Revestimiento	Uso en temperaturas elevadas (95°C). Aplicaciones a altos espesores en 1 mano (10 a 40 mles).	Equipos de aplicación de alto desempeño. Exigen mayor habilidad de los aplicadores

Protección Interna	Ventajas	Desventajas
Revestimientos Reforzados con Fibra de Vidrio	Amplio rango de resistencias químicas. Alternativa para el cambio de placas de acero. Aplicación con equipos airless Instalación rápida	Se requiere aplicadores expertos para la fibra de vidrio. Muy sensible a las condiciones ambientales. No reemplaza el acero dañado estructuralmente

Elaborado por: Rómulo Abrigo C.

Preparación de la superficie.- Es el aspecto más importante del sistema, sin una buena preparación de la superficie la pintura o revestimiento no se adherirá apropiadamente, perdiendo su efecto protector. La mayoría de fallas en pinturas se produce por deficiencias en la preparación de la superficie. Los objetivos son básicamente dos: eliminar todo aquello que puede reducir la adherencia de la pintura como óxido, grasa, aceite, polvo, sales, etc. y crear un patrón de anclaje o rugosidad superficial para dar adherencia mecánica al fondo o imprimación.

Para la preparación de la superficie la norma ISO 8501 sirve como método de evaluación visual de la limpieza de superficies y es de uso habitual para el establecimiento de sistemas de pintado.

Pintura base, imprimación o fondo.- Es la última defensa del sistema contra los agentes agresivos del medio, si alguno de estos agentes logra atravesar las capas exteriores o de acabado, al lle-

gar al metal se encontrará con un inhibidor de corrosión que retardará el ataque. También se emplean con gran éxito los fondos basándose en pigmentos ricos en zinc que dejan al secarse una capa de este metal adherida al acero de la estructura. En caso de un poro o falla, el zinc formará una pila que protegerá al acero de forma similar a una protección catódica. Los fondos no resisten la radiación solar, no son impermeables, no tienen un buen color ni brillo. En cuanto a lo que llamamos imprimación o fondo, normalmente sirven de base para la adherencia de revestimientos gruesos como el polietileno o el polipropileno; que pueden o no tener inhibidores de corrosión.

Capas de acabado o pintura exterior.- En general se recomienda un mínimo de dos capas de acabado y una de fondo para un total de tres capas; la pintura exterior o de acabado debe ser resistente a la humedad, la radiación solar, la lluvia, el viento y en general a los agentes agresivos y contaminantes del medio ambiente, también deben dar una buena apariencia en cuanto a color y brillo.

3.6 Inspecciones

Las inspecciones podrán ser programadas por la ARCH acorde a un programa anual y previa coordinación con el sujeto de control, y

aleatorias que se realizarán de manera eventual a efectos de verificar el cumplimiento de la normatividad hidrocarburífera.

La inspección debe ser realizada por una Entidad Acreditada por la ARCH, esta emitirá una certificación debidamente documentada.

De acuerdo a la ARCH la inspección en los STE está basada en la NTE INEN 2251 y debe cumplir con lo siguiente:

- Altura mínima de tuberías de venteo.
- Líneas de venteo
- Campanas de venteo
- Distancia en los linderos y retiros municipales
- Válvula de emergencia, de impacto o cierre automático
- Protección contra la corrosión
- Barras de cobre con masa puesta a tierra
- Identificación con colores de bocas de llenado de los tanques en función del tipo de combustible almacenado

- Norma Técnica API 650 – 653 Ed. 1998 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques
- Norma técnica API “Safe Entry Cleaning Petroleum Storage Tanks” Código ASME Sección V, método de inspección ultrasónica, medición de espesores por ultrasonido.

CAPITULO 4

4 DIAGNOSTICO SITUACIONAL DE LOS TANQUES ENTERRADOS

4.1 Mantenimiento de los sistemas de tanques enterrados en la actualidad

4.1.1 Tipos de mantenimiento

La mayoría de tanques instalados cumplen la norma UL-58 y según UL-1746 parte II, el recubrimiento debe ser de fibra de vidrio con espesor no menor a 0,100" (2,54 mm), sin protección catódica.

En la actualidad el mantenimiento que se da a los tanques enterrados de la mayoría de las estaciones de servicio, es realizar una limpieza interna convencional, incumpliendo las normas pertinentes para el caso de los tanques enterrados.

Los sistemas de protección para sobrellenado han sido instalados pero no cumplen su trabajo estos han sido desconectados por los constantes problemas que ocasionaban.

Por lo expuesto anteriormente el mantenimiento que se realiza actualmente, para mejorar sus instalaciones es básico, muchos de los procedimientos que se realizan en los STE no ha ido más allá del recubrimiento interno con pinturas o epóxicos recomendados luego de pasar una inspección de integridad del tanque.

En algunos escasos los dueños de los STE han elegido el recubrimiento con fibra de vidrio, según recomendaciones de la norma NTE INEN 2251.

4.1.2 Empresas calificadas para mantenimiento

En la actualidad, la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos cuenta con veinte Organismos de Inspección Acreditados (Apéndice F). Las actividades de inspección están conforme a su certificado de acreditación otorgado por el OAE.

4.1.3 Certificaciones del mantenimiento

La certificación del mantenimiento se realiza siempre que se levante un acta de inspección favorable.

El acta de inspección, se levanta luego de la inspección al sujeto de control, y es suscrita por las personas encargadas del control y por el sujeto de control según pedido de la ARCH.

Suscripción del acta por la o las personas encargadas del control y el sujeto de control. El acta de inspección se levantará en dos ejemplares, cada uno de ellos tendrá el valor de original, los cuales se entregarán a la ARCH y al sujeto sometido al control. De existir indicios de la existencia de infracciones a la normatividad hidrocarburífera, las personas encargadas de la inspección levantarán la respectiva acta de control en dos ejemplares originales del mismo valor, la misma que será entregada a la ARCH, para el trámite pertinente.

4.1.4 Cumplimiento de normas

Las verificadoras, que están legalmente registradas son las únicas empresas que pueden certificar y emitir certificados de Inspección técnica; por tanto son estas empresas las que deben cumplir con las normativas básicas en sus procedimientos o protocolos de inspección como referencia, sin embargo, de acuerdo a información

solicitada y a observación de algunos trabajos ejecutados por algunas verificadoras se pudo establecer que no se cumplen disposiciones normativas.

Una de las razones para que se den incumplimientos a las normas podría ser que las verificadoras no cuentan con técnicos en ciertas aéreas y subcontratan a empresas de servicios para que hagan trabajos de la limpieza y desgasificación de los tanques. Existen varias empresa de mantenimiento en el país, unas grandes otras pequeñas, que no están registradas en la ARCH, sin embargo, se las subcontrata para realizar la limpieza de los tanques, previo a la inspección técnica.

Por la información obtenida, si las empresas no están certificadas y realizan trabajos de preparación para una inspección visual, por END o medir espesores por ultrasonido sin cumplir prácticas recomendadas, difícilmente se podrá realizar una inspección integral confiable del tanque.

Es decir las certificaciones no siempre cumplen con normas prácticas recomendadas.

CAPITULO 5

5 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS SISTEMAS DE TANQUES ENTERRADOS

Los Sistemas de Tanques Enterrados de almacenamiento de combustibles son utilizados por la industria petrolera para la distribución de sus productos generalmente en estaciones de servicio o gasolineras. La filtración de estos tanques es causa de una creciente preocupación de seguridad pública y ambiental por lo que se establecerá UN PLAN DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TANQUES ENTERRADOS, basado en: Normas técnicas nacionales e internacionales, inspecciones y certificaciones pegadas estrictamente a las normas establecidas.

5.1 Normas técnicas nacionales e internacionales

Para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los Sistemas de Tanques Enterrados (STE) se disponen de normas nacionales como el INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, en caso de que no exista información para estos procedimientos se tomara en cuenta las normas internacionales como:

Construcción y montaje de los STE

API RP-1615: "Installation of Underground Petroleum Storage Systems".

NFPA-30: "Flammable and Combustible Liquids Code".

UL-58: "Standard for Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids".

Para construcción de tanques no metálicos

ANSI/UL-1316: "Standard for Glass-Fiber-Reinforced Plastic Underground Storage Tanks for Petroleum Products, Alcohols, and Alcohol-Gasoline Mixtures".

API Spec-12P: "Specification for Fiberglass Reinforced Storage Tanks".

STI ACT-100: "Installation Instructions for ACT-100® FRP Composite Steel Underground Storage Tanks".

Protección contra la corrosión y recubrimientos

API RP-1615: "Installation of Underground Petroleum Storage Systems".

API RP-1632: "Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems"

API RP-1631: "Interior Lining of Underground Storage Tanks".

UL-1746: "UL Standard for safety for External Corrosión Protection Systems for Steel Underground Storage Tanks".

Bombas, tuberías y accesorios

API RP-1615: "Installation of Underground Petroleum Storage Systems".

API RP-1632: "Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems".

ANSI B1.20.1: "An American Standard Pipe Threads, General Purpose (Inch)".

NFPA-30: "Flammable and Combustible Liquids Code".

Sistemas de seguridad y de protección ambiental

API RP-1615: "Installation of Underground Petroleum Storage Systems".

API RP-1631: "Interior Lining of Underground Storage Tanks".

NFPA-30: "Flammable and Combustible Liquids Code".

NFPA-30A: "Automotive and Marine Service Station Code"

Cierre del tanque

API RP-1604: "Closure of Underground petroleum Storage Tanks".

NFPA-30: "Flammable and Combustible Liquids Code".

Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza

API Std 653: "Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques".

API RP-1631: "Interior Lining of Underground Storage Tanks".

API RP-1632: "Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems".

API Std 2015: Norma para Entrada Segura y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo, Planificación y Gestión de la Entrada del tanque desde la Parada hasta la Reanudación del Servicio.

API RP 2016: Práctica Recomendada para Entrada y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo.

NLPA 631: Entrada, Limpieza, Inspección Interior, Reparación y Revestimiento de Almacenamiento Subterráneo.

Código ASME, sección V, Artículo 23 SE-797, ED, 1995

5.2 Inspección y certificación de los sistemas de tanques enterrados (STE), por ensayos no destructivos

La inspección y certificación en los sistemas de tanques enterrados están muy ligados a los procesos de ensayos no destructivos, y reúnen una serie de métodos que permiten obtener información sobre materiales, estructuras y condiciones de un material o componente sin modificar su estructura y su capacidad de servicio.

El objetivo de los END, es detectar discontinuidades en materiales y estructuras sin modificar sus propiedades (DETECCIÓN). Determinar la ubicación orientación, forma, tamaño y tipo de discontinuidad (EVALUACIÓN). Establecer la calidad del material basán-

dose en el estudio de los resultados y en la severidad de las discontinuidades de acuerdo a normas de calidad y los objetos del diseño (CALIFICACIÓN).

Los END son realizados bajo procedimientos escritos, que atienden a los requisitos de las principales normas o códigos de fabricación, como el ASME, ASTM, API y el AWS entre otros. Los inspectores son calificados como Nivel I, II y III por la ASNT (American Society for Non destructive Testing) según requisitos de la Práctica Recomendada SNT-TC-1A, CP-189

5.2.1 Inspección visual

Es una técnica de inspección superficial, requiere información acerca de la pieza a ser inspeccionada. Detecta problemas que pueden ser mayores en los procesos a futuro.

Es un método simple y económico, es realizado por personal bien entrenado. Este tipo de inspección es importante pues utiliza el ensayo no destructivo básico e inevitable, ayuda a encontrar discontinuidades superficiales que son evidentes a simple vista.

Requisitos de la inspección visual

- El inspector debe ser calificado bajo normas técnicas

- El inspector debe poder detectar variaciones de color o tonos cromáticos, ya que en algunos casos se debe detectar pequeñas variaciones de color.
- El inspector debe tener conocimiento de los tipos de discontinuidades que se pueden presentar y de las que aparecen con más frecuencia a partir de ciertas condiciones.

Herramientas del inspector

El inspector debe aceptar que no siempre se puede observar todo simplemente con la observación directa y que en algunas ocasiones es necesario saber leer planos y dibujos técnicos o emplear instrumentos que pueden ayudar a la inspección como:

- Lentes de aumento o lupa; para realizar estudios macroscópicos, abarcan una amplia gama de inspección y son de bajo costo.
- Sistema de interferencia cromática o con luz polarizada; utiliza luz polarizada sobre una superficie reflejante y por medio de los patrones cromáticos formados se determinan las zonas de discontinuidad como en el caso de las porcelanas y vidriados.
- Endoscopios; actualmente es muy utilizado en la inspección visual, permite la inspección de componentes y partes sin desarmar el equipo.

El inspector debe tener conocimiento sobre las causas que pueden ocasionar la corrosión externa e interna, es importante señalar las causas principales que producen la corrosión. El inspector debe orientarse a chequear visualmente las zonas de mayor ataque corrosivo. La inspección visual puede realizarse como un trabajo rutinario para un tanque en servicio, los intervalos para la ejecución de la inspección visual no debería ser mayor a un mes.

Ventajas de la inspección visual

- Se utiliza en cualquier etapa de un proceso o durante la operación de mantenimiento preventivo o correctivo.
- Destacan las discontinuidades más grandes y ayuda a determinar un método de ensayo no destructivo más preciso.
- El costo de este ensayo es bajo siempre que se realice correctamente.

Desventajas de la inspección visual

- Depende en gran parte de los conocimientos y de la experiencia del inspector
- Se limita a la detección de discontinuidades superficiales.

5.2.2 Radiografía industrial

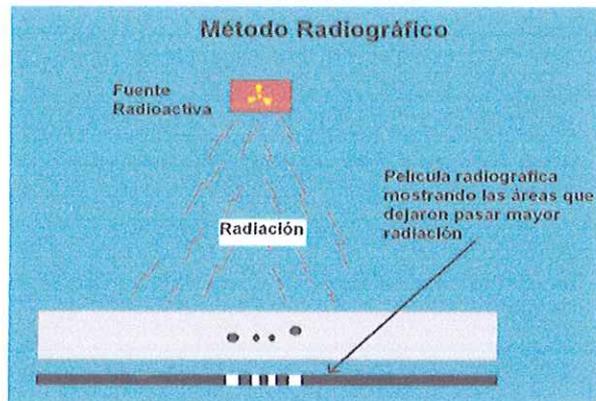
Es un procedimiento no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar variaciones macroscópicas en la estructura interna del material o en su configuración física.

La radiografía industrial, utiliza radiación de alta energía (rayos X o gamma) que es capaz de penetrar elementos sólidos de tal forma que se pueda observar su estructura interna que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada (ver figura 5.1).

La radiografía industrial es entonces usada para detectar variaciones de una región de un determinado material que presenta una diferencia en espesor o densidad comparada con una región vecina, en otras palabras, la radiografía es un método capaz de detectar con buena sensibilidad defectos volumétricos.

Actualmente existen dos técnicas para la inspección radiográfica que son:

- Radiografía con rayos x
- Radiografía con rayos gamma.



La figura 5.1. Ensayo típico con radiografía industrial

Ventajas de la radiografía industrial

- Se obtiene un registro permanente de la inspección
- Descubre errores de fabricación ayuda a establecer acciones correctivas.
- Su uso es extendido a diversos materiales
- Se obtiene una imagen visual del interior del material.

Desventajas de la radiografía industrial

- La pieza de inspección debe tener acceso al menos por dos lados
- Se aplica con estrictas medidas de seguridad
- Las discontinuidades de tipo laminar no son detectadas

- No se recomienda en piezas de geometría complicada
- Se requiere de personal altamente calificado
- Se requiere estrictas medidas de seguridad

5.2.3 Partículas magnéticas

Este ensayo es superficial, permite detectar discontinuidades en superficies de material ferromagnéticos. El principio es la formación de distorsiones del campo magnético de un material ferromagnéticos, cuando la pieza de inspección tiene una discontinuidad y pasa por un campo magnético, este se distorsiona atrayendo las partículas magnéticas que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión sobre la superficie a inspeccionar (ver figura 5.2).

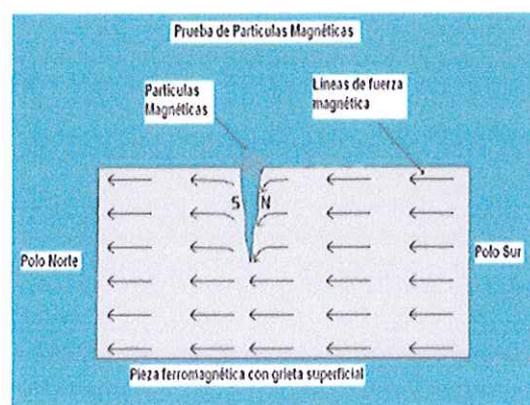


Figura 5.2. Ensayo típico con partículas magnéticas

Para iniciar este ensayo se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Se debe conocer las características del material, las condiciones de la superficie y el tipo de discontinuidad, ya que, de esto depende el tipo de corriente, las partículas a emplear y el método para eliminar el magnetismo residual.
- Las partículas a utilizarse debe ser de la lista de proveedores aprobados bajo normas internacionales. Nunca mezcle partículas de otros proveedores o con otras características.

Los ensayos por partículas magnéticas sirven solamente para observar discontinuidades perpendiculares al campo magnético que se aplica.

Ventajas de las partículas magnéticas

- Requiere menor grado de limpieza, es rápido y económico.
- Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie.
- Tiene mayor cantidad de alternativa
- Es un método rápido y económico

Desventajas de las partículas magnéticas

- Se aplica solo en materiales ferromagnéticos

- No tienen gran capacidad de penetración
- El manejo del equipo en campo es complejo y caro
- Solo detecta discontinuidades perpendiculares al campo aplicado.

5.2.4 Ultrasonido industrial

La inspección por ultrasonido es un método no destructivo físico, en el cual un haz o un conjunto de ondas de alta frecuencia son introducidos en los materiales para la detección de fallas en la superficie.

Las ondas de sonido viajan a través del material disminuyendo paulatinamente y son reflejadas a la interface, el haz reflejado es mostrado y analizado para definir la presencia y localización de fallas y discontinuidades.

Por lo general, las inspecciones ultrasónicas son realizadas en frecuencias entre 0.1 y 25 MHz. Las ondas de ultrasonido son vibraciones mecánicas, las amplitudes de las vibraciones producen esfuerzos en las piezas por debajo de su límite elástico, de esta manera los materiales no producirán deformaciones plásticas.

La inspección ultrasónica es el método no destructivo más común, su principal aplicación es la detección de discontinuidades y defectos internos, aunque también es utilizado para detectar defectos superficiales, para definir características de la superficie tales como: medida de corrosión, espesor y con frecuencias menores sirve para determinar el tamaño de grano, estructura, y constantes (ver figura 5.3).

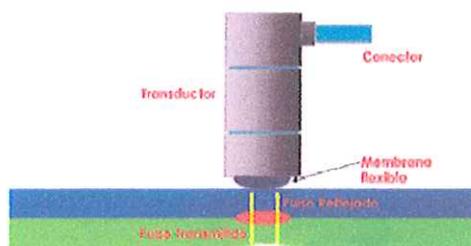


Figura 1. Imagen que muestra un esquema general del proceso

La figura 5.3. Esquema típico del ensayo por ultrasonido.

Ventajas del ultrasonido industrial

- Se puede aplicar a una gran gama de materiales y productos conformados
- Se pueden detectar discontinuidades superficiales y no superficiales
- Puede observarse claramente el tamaño de la discontinuidad, localización y orientación

- Solamente se requiere acceso por un lado para la inspección
- Tiene alta capacidad de penetración
- Los resultados son obtenidos inmediatamente.

Desventajas del ultrasonido industrial

- Es limitado por la geometría, la estructura interna, el espesor y acabado del material a inspeccionar
- No es recomendable para partes pequeñas y delgadas
- La obtención del equipo puede ser costoso dependiendo de la sensibilidad y grado de satisfacción requerido
- El personal debe estar altamente calificado
- No proporciona un registro permanente

5.2.5 Tintas penetrantes

Se utiliza en discontinuidades superficiales y que estén abiertas a la superficie, consiste en aplicar un líquido coloreado en la superficie que se examinará este penetra en la discontinuidad debido al fenómeno de capilaridad, luego de un cierto tiempo se remueve el exceso de penetrante mediante un polvo blanco que absorbe el lí-

quido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa de revelador se define el contorno de esta (ver figura 5.4).

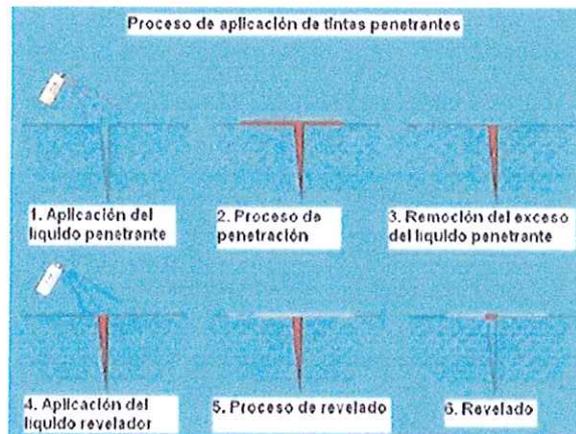


Figura 5.4. Esquema del ensayo por tintas penetrantes

Este proceso es muy utilizado en materiales no magnéticos como aceros inoxidables, aluminios magnesio.

Para iniciar este proceso se debe tener en cuenta:

- La característica de la discontinuidad y el grado de sensibilidad ya que de esto depende la tinta que vaya a usar, si la discontinuidad es fina y delgada o se requiere una alta sensibilidad se debe usar penetrantes fluorescentes.

- Si la superficie es rugosa se debe usar penetrante líquido removible con agua y si es una superficie pulida se debe usar penetrante removible con solventes.
- Si se trabaja bajo normas internacionales los penetrantes deben ser de proveedores aprobados, nunca mezcle los productos de proveedores diferentes.

Ventajas de las tintas penetrantes

- Es sensible a la discontinuidad abierta a la superficie
- La geometría de las piezas no son problema para la inspección
- Son muy fácil de usar y económicos
- Brinda muy buena sensibilidad
- Los equipos son portátiles y el proceso de aplicación es rápido

Desventajas de las tintas penetrantes

- Se aplica solamente en materiales no porosos y en defectos superficiales
- Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección
- Los inspectores deben tener alta experiencia en el proceso

- Una incorrecta selección del penetrante puede ocasionar falta de sensibilidad en el ensayo

5.2.6 Selección del tipo de inspección no destructiva

Para una aplicación correcta de los END, se debe definir un esquema a seguir para capacitar, calificar y certificar al personal que realiza los ensayos.

En la tabla 4 se ha definido las aplicaciones de cada uno de los END así como las ventajas y desventajas de los mismos en el momento de ser aplicados.

TABLA 4

SELECCIÓN DE LOS END VENTAJAS Y DESVENTAJAS

END Aplicación	Ventajas	Desventajas
Inspección Visual Discontinuidad Superficial Soldadura	Se utiliza en cualquier etapa de un proceso. Ayuda a determinar un método END más preciso. El costo es bajo.	Depende del conocimiento y la experiencia del inspector
Tintas Penetrantes Discontinuidad Superficial. Soldadura abierta a la superficie, rotura, porosidades	Sensible a la discontinuidad abierta. No se limita por la geometría de las piezas. Es fácil de usar. El proceso de aplicación es rápido y tiene buena sensibilidad.	Se aplica solamente en materiales no porosos y en defectos superficiales. Se requiere de una buena limpieza. Los inspectores debe tener alta experiencia en el proceso
Partículas Magnéticas Discontinuidad superficial.	Revela fallas que no afloran a la superficie. Es rápido y económico.	Se aplica solo en materiales ferromagnéticos No tienen gran ca-

END Aplicación	Ventajas	Desventajas
Soldadura abierta a la superficie roturas.		pacidad de penetración. Solo detecta discontinuidades perpendiculares al campo aplicado.
Radiografía Industrial Discontinuidad Interna Soldadura porosa, corrosión, roturas, fusión incompleta.	Se obtiene un registro permanente. Ayuda a establecer acciones correctivas. Se aplica a diversos materiales. Se obtiene una imagen visual del interior del material	Se debe tener acceso al menos por dos lados. No se detectan discontinuidades de tipo laminar. No es recomendable en piezas complejas
Ultrasonido Discontinuidades Internas Todas las discontinuidades en soldadura, rotura, remanentes y fusión incompleta. Medición de espesores.	Se aplicar a diversos materiales. Se observarse claramente el tamaño de la discontinuidad, localización y orientación. Se requiere acceso por un solo lado. Los resultados son inmediatamente	Es limitado por la geometría, la estructura interna, el espesor y el acabado. No es recomendable para partes pequeñas y delgadas. El personal debe estar altamente calificado. No proporciona un registro permanente

Elaborado por: Rómulo Abrigo C.

5.2.7 Certificación bajo normas

La certificación es un escrito extendido por una agencia central certificadora o por una empresa contratante, que demuestra que un individuo ha sido capacitado; que está debidamente calificado y tiene la experiencia suficiente para emplear correctamente un método de inspección no destructiva.

Los END son realizados bajo procedimientos escritos, que atienden a los requisitos de las principales normas o códigos de fabricación, como el ASME, ASTM, API y el AWS entre otros.

Los inspectores son calificados como Nivel I, II y III por la ASNT (American Society for Non destructive Testing), según requisitos de la Práctica Recomendada SNT-TC-1A, CP-189

Código ASME sección V Artículo. 5 ED, 1995 Métodos de Inspección Ultrasónica para materiales de fabricación.

5.3 Procedimiento para inspección del tanque

5.3.1 Trabajos preparatorios, organización y personal

El Plan de Mantenimiento para los Sistemas de Tanques Enterrados debe asegurar que el personal encargado para realizar las actividades de inspección, mantenimiento y limpieza cumpla con los siguientes requisitos según corresponda:

- Antes de realizar cualquier actividad se debe contar con un permiso que deberá ser otorgado por el responsable de la instalación o por el jefe de seguridad y es válido solamente para el lugar, fecha y hora indicada.

- Antes de ingresar al tanque debe contar con un permiso para ingreso a espacio confinado, este permiso es válido para la fecha y hora indicada.
- Conocer las características del producto almacenado y los riesgos de su manipulación.
- Conocer y revisar las rutas de evacuación y el Plan de Contingencias de la instalación.
- Aislar el área en la que se va a desarrollar el trabajo, señalizándolo correctamente. Verificar que no exista ningún peligro en los alrededores.
- Aislar completamente el tanque, cerrando las válvulas de recepción y despacho con su respectiva señalización. Tener especial cuidado de desconectar el sistema de recuperación de vapores en caso se encuentre interconectado con otros tanques.
- Cortar el suministro eléctrico de todos los equipos comprometidos en el área de trabajo, con su respectivo aviso de corte. Todos los equipos deben estar conectados a tierra, incluido el tanque.

- Prohibir el acceso del personal no autorizado a la zona de trabajo.
- Colocar dentro de la zona de trabajo los equipos de protección contra incendio necesarios.
- Realizar la inspección de los equipos a utilizar (verificar calibración de instrumentos según especificaciones del fabricante). Los equipos eléctricos y de iluminación deberán estar en buen estado y ser adecuados según la clasificación de áreas eléctricas.

5.3.2 Limpieza y desgasificación del tanque

Drenado y vaciado del tanque

- Antes de proceder a retirar el producto, asegúrese de cumplir con el numeral 5.3.1.
- Retirar todo el producto líquido, agua y otros residuos que sea posible, use preferentemente bombas accionadas por aire o eléctricas a prueba de explosión.

Desgasificación del tanque

- Antes de abrir el tanque asegúrese que todos los equipos eléctricos estén conectados a tierra.

- Asegúrese de que no exista riesgo de incendio en los alrededores.
- Se procede con la apertura de los manholes, entrada de hombre, y se comienza con el proceso de desgasificación utilizando un producto químico biodegradable, encapsulador de hidrocarburos livianos y gases (ELIMINATOR), se hace una fuerte neblina con una hidrolavadora de alta presión.
- Para desgasificación el tanque puede ser ventilado con aire o purgado con gas inerte, agua o vapor (ver figura 5.5).
- En la desgasificación el aire a presión que se ingresa al tanque no debe exceder 5 Psig (34.47 kpa).

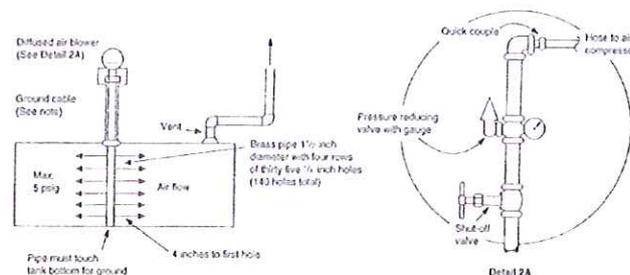


Figura 5.5. Esquema para desgasificación del tanque
Fuente: API STANDARD 1631; Interior Lining Periodic Inspection of Underground Storage Tanks

- Realice mediciones para determinar la presencia de atmósfera peligrosa en el interior del tanque de acuerdo a la tabla 5.

TABAL 5
VALORES PERMITIDOS PARA ATMOSFERA DE TRABAJO

Gases o vapores	Valores permitidos
Oxígeno	>20,5% y <23,5%
Vapores inflamables	<10% del LII
Sulfhídrico	<10ppm

Ingreso al interior del tanque

- Para ingresar al tanque deberá contar con la autorización de Ingreso a Espacio Confinado
- No ingrese al tanque si no se ha realizado las mediciones correspondientes en la atmosfera que cumplan con los parámetros de la tabla 5
- El personal que ingresa al tanque deberán estar equipado con equipos de suministro de aire de presión positiva con completo recinto cara y arnés de seguridad conectados a una línea de seguridad en manos de una persona en espera fuera del tanque.
- Ninguna persona puede estar dentro del tanque sin la supervisión de otra persona que se encuentre fuera del tanque.

- Utilice botas y guantes de goma o neopreno, la ropa debe cubrir el brazos, piernas, dorso y la cabeza del personal. La ropa será desechable, impermeable al producto. Ropa saturada de producto deberá ser removido. El personal que trabaja dentro del tanque debe estar bien informado de los requisitos de seguridad para trabajar en los tanques y espacios confinados.
- Monitoreos constantemente la atmosfera

Monitoreo de la atmosfera

- Durante todos los trabajos que se realicen dentro del tanque, la purga, ventilación de aire y la prueba continuará durante toda la operación.
- La atmósfera de trabajo debe estar bajo los siguientes parámetros.
- En condiciones de trabajo en caliente la atmósfera debe tener 0% de gases inflamable.
- Límite máximo de exposición a 10ppm es de 8 horas y a 15 ppm es de 15 minutos.

Iluminación interna del tanque

- La iluminación debe ser con un equipo anti chispa.

Evacuación de los desechos lavada interior del tanque

- El personal que ingrese debe ser relevado cada 30 minutos.
- El personal que se encuentra en el interior debe estar en comunicación constante con el personal que se encuentra en el exterior.
- El equipo para remoción de lodos debe ser de madera para evitar daños en la pintura y evitar que se produzca chispa.
- Lave el tanque con detergente industrial biodegradable con su respectiva hoja de seguridad o MSDS y con agua a presión, seque el tanque con esponja, wipe y con aire.

5.3.3 Preparación de la superficie interna, HidroBlasting

Este sistema HidroBlasting de última tecnología produce presiones de hasta 40000PSI acelerando la partícula de agua a velocidades de 3000 Km/h. Con esta energía es posible eliminar de las superficies tratadas impurezas como: sales, moho, incrustaciones, grasas, pintura y óxido. A estas velocidades gran parte del agua que choca contra la superficie se vaporiza instantáneamente (85-90%), el resto se escurre y se evapora después de algunos minutos, dejando la superficie lista para realizar ensayos no destructivo o aplicación de la pintura.

5.3.4 Disposición de los desechos

- El manejo y almacenamiento de los lodos provenientes de la limpieza de los tanques, deben regirse por las leyes ambientales vigentes.
- Los lodos pueden ser evacuados de manera manual y serán, depositados en tanques metálicos hasta un 75% de su capacidad y tapados.
- Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados.

5.3.5 Análisis del historial del tanque

- El registro de construcción, estos pueden incluir información de la placa de datos, planos, especificaciones, reporte completo de construcción, y cualquier resultado de ensayos de materiales y análisis.
- El historial de inspección, estos registros incluyen todas las mediciones realizadas, la condición de todas las partes inspeccionadas, y un registro de todos los exámenes y pruebas. Se debe incluir una descripción completa de cualquier condición inusual con recomendaciones para la corrección de detalles que causan

las condiciones, este archivo también debe contener la velocidad de corrosión y cálculos de intervalos de inspección.

- El historial de reparación o alteración, este incluye todos los datos acumulados en un tanque desde el tiempo de su construcción con especial cuidado en reparaciones, alteraciones, reposiciones, y cambios deservicio (registrado con condiciones de servicio tal como temperatura y presión del producto almacenado). Estos registros deben incluir los resultados de cualquier experiencia con revestimiento y pinturas.
- Los reportes que recomiendan las reparaciones deben incluir las razones respectivas, y esquemas que muestren la localización y extensión.
- Los informes generales de inspección deben incluir medida del espesor del metal, condiciones encontradas, reparaciones, cualquier medida de asentamiento, y recomendaciones.

5.3.6 Inspección visual

Como una actividad intrínseca e importante en la inspección y previa a la ejecución de cualquier trabajo de campo, se debe consultar *el análisis del historial del tanque*. Se reconoce que puede que no exista registro de tanques viejos y las evaluacio-

nes se deben basar en la experiencia con tanques en servicios similares.

- a) Observar si el interior del tanque fue limpiado como se requiere para el uso de END.
- b) La inspección visual de los tanques de acero deberá determinar la existencia y el alcance de defectos tales como picaduras, perforaciones, costuras abiertas, la corrosión interna y la evidencia de la cáscara del metal. El espesor del metal se determinará por el método de Ultrasonido.
- c) Si el tanque está revestido, observar evidencia de ampollas, arrugas superficiales o desgaste de revestimiento
- d) El inspector autorizado quien es responsable de la evaluación del tanque debe conducir una inspección visual en base al historial del tanque y a las observaciones para determinar el análisis de END que será aplicado y asegurarse la calidad y totalidad de los resultados END.

5.3.7 Determinación de los espesores mediante ultrasonido

Las normas para determinar los espesores del tanque de almacenamiento recomiendan el uso de ultrasonido para monitorear y controlar la corrosión se encuentra en la norma API RP 1631

Forro Interior e Inspección Periódica de Tanques de Almacenamiento Subterráneo.

Preparación de la superficie

La preparación de la superficie se realizara manualmente, y la limpieza debe ser adecuada de tal manera que no interfiera con el acoplamiento del palpador sobre la superficie.

Determinación de los puntos de inspección

El número de puntos de inspección depende del estado actual de la superficie, los valores obtenidos en una inspección anterior. Las áreas que presentan una corrosión aumentada deben tratarse con más puntos de inspección.

- Se realizará una cuadrícula de 1pie x 1pie. Se toma las lecturas en los vértices de la cuadrícula en una área de 10 cm por 10 cm. (el tamaño de la cuadrícula puede ser variado dependiendo de la necesidad).
- Ubique diagrama de los puntos de inspección enumerados como indica la norma.

Toma de lectura

- Realice una tabla identificando la zona de inspección y la cantidad de puntos a tomar.
- Tome lecturas de espesor de acuerdo al diagrama de puntos de inspección y llene la tabla de identificación.

Detalle del equipo utilizado

Los equipos que se utiliza en un END por ultrasonido básicamente son:

- Unidad ultrasónica: Marca/ Modelo /Serie
- Transductor: Marca /Modelo/ Serie/ Diámetro/ Frecuencia.
- Velocidad longitudinal de sonido por el acero: m/s
- Acoplante: GEL
- Materiales de limpieza: papel absorbente, franela
- El equipo debe estar calibrado según requerimiento d prueba.

Documentación y registros

Los resultados de la inspección deben quedar registrados con la información necesaria para realizar una nueva inspección bajo

las mismas condiciones. Los informes entregados deben detallar:

- Especificaciones técnicas de la estructura
- Especificaciones técnicas del equipo de inspección
- Normas técnicas aplicadas en el procedimiento.
- Procedimiento de inspección
- Tabla de registro de datos con valores máximos, mínimos y promedios.
- Análisis de los resultados, Velocidad de corrosión.
- Conclusiones y Recomendaciones

5.3.8 Cálculo y evaluación de los resultados

En base a las lecturas de espesores, calcular la velocidad de corrosión y evaluar puntos críticos para definir una nueva inspección.

En los casos de una operación en condiciones normales, los intervalos para una medición ultrasónica de espesores, dependen de las velocidades de corrosión calculada o relacionadas en ba-

se de la experiencia en tanques de servicio similares, en todo caso los intervalos no deben exceder los valores de la tabla 6.

Según la norma NLPA 631 los tanques son rechazados o aprobado de acuerdo a la tabla 7.

TABLA 6
FRECUENCIA DE INSPECCIÓN BASADA EN LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Tanque	Intervalos de Inspección
Nuevo	5 años después de entrar en servicio.
Tanque en operación	5 años si no se conoce la velocidad de corrosión.
Tanque en operación crítica	Si se conoce la velocidad de corrosión el intervalo será igual a $\frac{RCA}{2N}$ donde RCA es la corrosión remanente permisible y N es la velocidad de corrosión. En cualquier caso el intervalo no será mayor a 15 años.

Elaborado por: Rómulo Abrigo C.

TABLA 7
RECOMENDACIONES PARA ESPESORES MEDIDOS SEGÚN NORMA NLPA 631

Espesor % del original	Actividad a realizar
Menos 75%	El tanque falla, reemplazar
Entre 75% y el 85%	Se debe instalar protección catódica en 1 año
Mayor 85%	El tanque aprueba la inspección

5.4 Mantenimiento

El Mantenimiento en general involucra todas las tareas técnicas y administrativas que buscan mantener un equipo, o restaurarlo a un estado en el cual, pueda llevar a cabo alguna función específica.

En este sentido, los STE, que tienen como función el almacenamiento y suministro de gasolina o diesel, deberían ser mantenidos y/o restaurados a fin de que las funciones descritas anteriormente, puedan ser realizadas de forma segura, y ofrezcan tanto a propietarios como al Medio Ambiente, una operación apropiada según normas.

5.4.1 Mantenimiento preventivo

Este tipo de Mantenimiento comprende la planificación de inspecciones referentes al funcionamiento y a la seguridad que brinden los sistemas y equipos. Además, está relacionado con ajustes, reparaciones menores, análisis, limpieza, lubricación, calibración, y otros, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido, de acuerdo a las necesidades de los equipos y sistemas, independientemente de la apreciación de sus propietarios.

La característica principal de este tipo de mantenimiento es la de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial, para posteriormente, corregirlas en el momento oportuno con el objetivo de:

- Identificar las actividades que se deben realizar con una base y una frecuencia que asegure que los STE estén funcionando correctamente.
- Proporcionar una herramienta a los operadores de los STE con el fin de mantener sus instalaciones en el mejor estado
- Ahorrar tiempo, dinero, evitando paradas innecesarias no programadas.
- Evitar multas, penas por incumplimiento de normativas.
- Descubrir los problemas pequeños antes que se conviertan en grandes y puedan causar daños ecológicos.
- Prepararse para las inspecciones de sumisión de STE.
- Proteger su inversión en los STE extendiendo la vida de su sistema.

Para determinar las actividades y frecuencias con las que se procederá a realizar el mantenimiento preventivo se tomará los

resultados analizados por una matriz de riesgo en los STE que será evaluada por un inspector certificado.

El personal encargado de evaluar la matriz de riesgo será un inspector calificado por API 650, el cual determinará la frecuencia de las actividades a realizar según las tablas de frecuencia para STE existentes y nuevos respectivamente

TABLA 8

MATRIZ DE RIESGO PARA LOS STE

Factor de Riesgo	P
Tanque	
Metálico con protección catódica según API 3P 1632, de fibra de vidrio o metálico de doble pared	0
Metálico con revestimiento asfáltico o pintura epóxica interior y/o exterior, metálico con revestimiento de fibra de vidrio	1
Metálico sin protección catódica o revestimiento asfáltico o pintura epóxica interior y/o exterior o revestimiento de fibra de vidrio	2
El tanque es nuevo	0
El tanque es usado	4
El sistema cuenta con dispositivos de sobrellenado	2
Influencia de aguas superficiales y subterráneas	
Existencia de agua subterránea a nivel del tanque	1
Las aguas subterráneas son variables	1
Existen ríos a menos de 1Km	2
Existe agua de mar a menos de 200m	4
Existen pozos de agua potable a menos de 1Km	2
Resistividad específica del suelo	
Mayor a 10,000 ohm/cm	0
Entre 10,000 y 5,000 ohm/cm	1
Entre 5,000 y 2,300 ohm/cm	2
Entre 2,300 y 1,000 ohm/cm	3
Menor a 1,000 ohm/cm	4

Factor de Riesgo	P
Clase de suelo	
Tiza o Arena	0
Greda, arena gredosa o arena arcillosa	1
Arena limosa	2
Arcilla, tierra vegetal	3
Cieno, fango o suelo pantanoso	4
Humedad del suelo	
Menor a 20%	0
Mayor o igual a 20%	1
Valor de pH del suelo	
pH mayor que 7 (básico)	0
pH menor que 7 (ácido)	1
Contenido de cloruros del suelo	
Menos a 100 mg/Kg	0
Entre 100 y 350 mg/Kg	1
Mayor de 350 mg/Kg	0
Contenido de Sulfates del suelo	
Menor a 200 mg/Kg	0
Entre 200 y 500 mg/Kg	1
Entre 500 y 1000 mg/Kg	2
Mayor a 1000 mg/Kg	3
Existencia de edificaciones	
Existen edificaciones a menos de 50 m	1
Años del tanque	
De 0 a 5 años	0
De 5 a 10 años	1
De 10 a 15 años	2
De 15 a 20 años	3
De 20 a 25 años	4
De 25 a 30 años	5

Nota: Cuando no se disponga de información con respecto a alguno de los índices, se deberá considerar el máximo puntaje del índice correspondiente. Se considera 0 si el riesgo no existe.

Una vez que se ha determinado el riesgo de los STE en base a la tabla 8, el intervalo o frecuencia de inspección estará definido por la tabla 9 y 10 dependiendo el caso. La matriz de riesgo de-

be ser evaluada por personal calificado cada vez que se inspeccione o luego de realizar un mantenimiento.

TABLA 9

MATRIZ DE FRECUENCIA (EN AÑOS) PARA STE INSTALADOS

Años	Puntaje (índices de riesgo)			
	0 a 12	13 a 20	21 a 27	>= 28
0 a 15	5	3	1	R/R/R
15 a 25	3	2	1	R/R/R
15 a 30	2	1	R/R/R	R/R/R
>30	R/R/R	R/R/R	R/R/R	R/R/R

Nota: R/R/R El tanque puede ser Retirado, Reparado o Remplazado

TABLA 10

MATRIZ DE FRECUENCIA (EN AÑOS) PARA STE NUEVOS

Años	Puntaje (índices de riesgo)			
	<12	13 a 20	21 a 27	>28
Tanque metálico con revestimiento asfáltico	5	3	1	1
Tanque metálico revestido y con ánodos de sacrificio	7	5	3	1
Tanque metálico revestido con fibra de vidrio	10	5	3	3
Tanque de fibra de vidrio	12	10	10	10
Tanque metálico con doble pared	15	15	15	15

Nota: R/R/R El tanque puede ser Retirado, Reparado o Remplazado

Plan de Mantenimiento Preventivo para los STE

Consistirá en la organización de tareas de inspección, a través de las cuales se pueda realizar ajustes, y además, actividades que involucren reemplazo de partes. En estas inspecciones se podrá detectar posibles averías, las cuales deberían tener un tratamiento correctivo planificado. La tabla 11 muestra los diferentes actividades a realiza y los intervalos de tiempo.

TABLA 11

MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN DE LOS STE

Detección de fugas	
Prueba de hermeticidad, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Anual o según MR
Calibración manual, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Anual
Analizar el Control de inventario	Mensual
Supervisar posos de monitoreo	Quincenal
Supervisar monitoreo de gases	Quincenal
Chequear monitoreo intersticial en la contención secundaria	Quincenal
Sistemas para evitar derrames	
Verificar funcionamiento de válvula de seguridad, según requerimientos del fabricante	Según recomendaciones
Verificar funcionamiento de válvula de sobre llenado, según requerimientos del fabricante	Según recomendaciones
Verificar funcionamiento de válvula flotador	Anual
Verificar limpieza de contenedores de derrames	Semanal
Sistemas de venteo	
Verificar el funcionamiento de válvulas de presión y sus campanas de protección	Mensual
Verificar el correcto funcionamiento del arrestador de llamas y su campana de protección	Mensual

Sistema de protección para la corrosión	
Inspeccionar los sistemas de protección catódica con ánodo de sacrificio primera prueba, realizado por especialista en corrosión.	6 meses
Inspeccionar los sistemas de protección catódica con ánodo de sacrificio después de la primera prueba, realizado por especialista en corrosión.	3 años o S/MR
Inspeccionar sistemas de protección catódica con corrientes impresas, realizado por especialista en corrosión.	2 meses
Puesta a tierra de equipos	
Verificar puesta a tierra de barra de cobre	Anual
Verificar puesta a tierra de los equipos eléctricos	Anual
Limpieza de tanque	
Limpieza sin ingreso de personal, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Según necesidades
Limpieza del tanque con ingreso de personal, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Anual
Identificación de colores según norma	
Gasolina súper color blanco	Mensual
Gasolina extra color azul	Mensual
Diesel color amarillo	Mensual
Inspección interna	
Inspección de integridad del tanque, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Según matriz de intervalos
Inspección con ensayos no destructivos, por Entidad Acreditada por la ARCH	Según matriz de intervalos
Medición de espesores, realizada por Entidad Acreditada por la ARCH	Según matriz de intervalos

Elaborado por: Romulo Abrigo C.

Toda información y actividad realizada debe estar documentada y dispuesta según requerimientos de la ARCH.

5.4.2 Mantenimiento correctivo

El plan de mantenimiento correctivo estará basado en el mejoramiento de los tanques y en las implementaciones inmediatas de sistemas de protección para la corrosión, sobrellenado y detección

de escapes según normas para los STE nuevos. En cumplimiento a la norma NTE INEN 2251, los STE existentes deberán realizar con las siguientes actividades:

Reparación o Mejoramiento del Tanque.- El mejoramiento, mantenimiento o reparación debe estar bien documentadas por un inspector calificado y certificado.

Para realizar cualquier mejoramiento o reparación debe existir una certificación de la integridad del tanque documentada por una Entidad Acreditada por la ARCH.

Los tanques no pueden ser mejorados bajo las siguientes condiciones:

- El espesor del tanque es menor al 75% de su espesor original.
- Si el tanque tiene una o más partes planas con respecto al diámetro de los extremos.
- Si existe alguna reparación soldada en el interior del tanque
- Si el tanque tiene abolladura con una medida transversal mayor que el radio de la tapa del extremo del tanque.
- Si existió contaminación del suelo y no se han tomado medidas de mitigación bien documentadas.

Protección interna.- Limpiar las instalaciones de cualquier recubrimiento anterior y recubrir con fibra de vidrio o similar para formar la doble contención, con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

Transformar un tanque de simple pared a doble pared.- El tanque puede ser mejorado con nuevas alternativas como la utilización de *plásticos reforzados con fibra de vidrio*.

Implementar un sistema de prevención de sobrellenado.- El sistema debe contar con las siguientes instalaciones:

- Válvula de sobrellenado
- Válvula flotador
- Contenedores de derrame

Implementar un sistema para detección de escape.- Los tanques de almacenamiento deben tener un sistema de detección o de monitoreo de fugas con el fin de detectar fugas del producto y prevenir la contaminación del subsuelo. Según Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02, los sistemas de monitoreo que se debe implementar son:

- Control mensual de inventario
- Pozo de monitores
- Prueba de integridad

5.4.3 Reemplazo total del tanque

De acuerdo a la tabla 7, el tanque deberá ser Reemplazado, cuando los espesores del mismo sean menores o iguales al 75% de su espesor original.

Los propietarios deberán cerrar permanentemente o cambiar el STE si en el período de 12 meses, no cumplen con normas para los nuevo sistemas. A menos que los organismos de control proporcionen una extensión del periodo de cierre.

Cierre temporal de los STE

- Cuando un sistema STE está temporalmente cerrado, los propietarios y los operadores deben continuar con la operación y mantenimiento de protección contra la corrosión y cualquier detección de fuga.
- Se debe cerrar todas las válvulas de ingreso excepto las líneas de venteo

- La detección de fuga no es necesaria siempre y cuando el sistema STE esté vacío. El sistema STE está vacío cuando todos los materiales se han eliminado utilizando prácticas comúnmente empleadas de manera que no más de 2,5 centímetros (una pulgada) de residuo, o 0,3 % en peso de la capacidad total del sistema STE, permanecen en el sistema.

Cierre permanente

- Para cerrar permanentemente un tanque, los propietarios deben vaciar y limpiar de todos los líquidos y lodos acumulados. Todos los tanques fuera de servicio deben ser removidos de la tierra o llenados de un material sólido inerte.
- El uso continuado de un STE para almacenar una sustancia no regulada se considera un cambio en servicio.
- Antes de un cambio en el servicio, deben vaciar y limpiar el depósito mediante la eliminación de todo el lodo líquido y acumulado y llevar a cabo una evaluación del sitio de conformidad con API Práctica Recomendada 1604, "la retirada y eliminación utilizando tanques de almacenaje subterráneos de petróleo"; API Publicación 2015, "Limpieza de Tanques de almacenamiento de

petróleo"; API 1631 Recomendado "Forro interior de tanques de almacenaje subterráneos".

- Antes del cierre permanente o cuando se complete el cambio del STE, deben probar que los métodos de detección de fuga está operando de acuerdo con los requisitos en el momento del cierre, y deben demostrar que no se han detectado fugas.
- Si los suelos y las aguas subterráneas están contaminadas, o existe producto libre en forma de líquido o vapor, deben comenzar acciones correctivas.
- Los propietarios deben mantener los registros que son capaces de demostrar el cumplimiento de normas para cierre. Los resultados de la evaluación de la zona de excavación requerida deben mantenerse durante al menos 3 años después de la finalización del cierre definitivo.

5.5 Revestimientos internos

5.5.1 Epóxicos novolac, requerimientos

Un revestimiento epóxico novolac para tanques, está formado de dos componentes, 100% sólidos con excelente resistencia química y disolventes.

Se puede usar para recubrir tanques que contienen solventes fuertes, tales como: el alcohol etílico, tolueno y xileno, también puede usarse para reparar o recubrir el fondo de un tanque de almacenamiento, techos flotantes o techos fijos y reconstrucción de superficies de acero picadas.

Tiene excelente humectación a la manta de vidrio y a la fibra de vidrio en filamentos y puede aplicarse hasta 12.7 mm de espesor en superficies horizontales.

Preparación de la superficie.- La limpieza con chorro de arena húmeda, es el método más eficaz en la preparación de superficies de acero, dado que, además de eliminar eficientemente la suciedad, herrumbre, escamas, escoria y otros contaminantes proporciona una superficie áspera de color gris uniforme, excelente para promover una buena adherencia del recubrimiento.

La superficie de acero para servicio de inmersión debe limpiarse con chorro abrasivo a metal casi blanco de conformidad con SSPC-SP10 o ISO-Sa2½. El perfil de anclaje en acero debe ser de 38-62 micrones en profundidad y de naturaleza afilada y dentada en comparación con un patrón "amartillado" (proveniente del perdigón). Las superficies deben estar libres de polvo.

Ventajas de los epóxicos novolac

- Excelente humectación de la manta de fibra de vidrio y la fibra de vidrio cortada
- Excelente resistencia química, al agua y solventes
- Resistente a solventes aromáticos incluyendo xileno, tolueno, gasolina, MTBE y soluciones cáusticas
- Puede aplicarse usando equipo convencional sin aire
- Ideal para contención secundaria
- Resistente para inmersión en alcohol etílico y alcohol etílico conteniendo gasolina.

5.5.2 Plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV), requerimientos

Existen nuevas alternativas que ya han sido probadas en países como España, Colombia etc. y que son probados técnicamente.

El Mejoramiento más importante en los últimos tiempos es el sistema de Transformación de Tanques de Simple Pared a Doble Pared (ver figura 5.6) y es la propuesta principal en este proyecto de graduación.

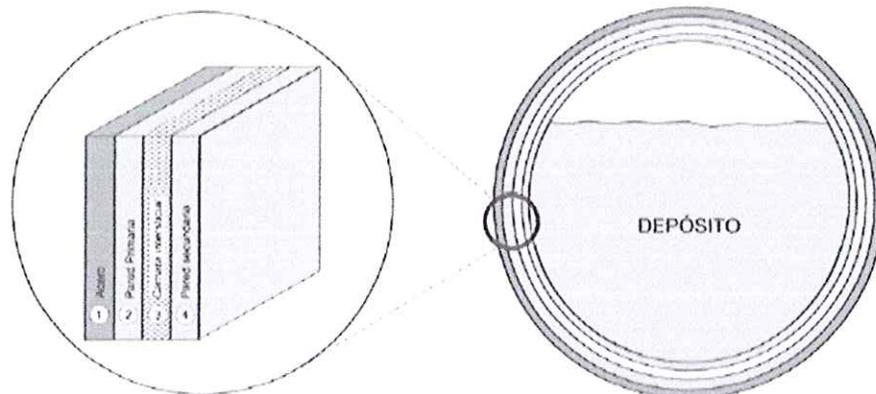


Figura 5.6 Transformación tanque simple pared a doble pared

- 1 Pared de acero (tanque)
- 2 Pared primaria (pegada al tanque)
- 3 Espacio intersticial
- 4 Pared secundaria (en contacto con el producto)

El tanque de doble pared.- Cumple con requerimientos normativos, se describe como:

- Un tanque que se construye dentro de otro tanque.
- Entre las dos paredes ha de poder hacerse el vacío o introducir presión o un líquido y mantenerlo estable durante toda su vida operativa.
- La Cámara Intersticial ha de cubrir la totalidad de la superficie susceptible de contener líquido pero, además, HA DE PERMITIR LA LIBRE CIRCULACIÓN DE UN FLUIDO, sea líquido, vacío o gas, puesto que es el que va a realizar el trabajo de VIGILAR que la estanqueidad se mantenga.

Este tanque ES INTRÍNSECAMENTE SEGURO puesto que, ante la rotura de cualquiera de sus dos paredes, pierde la estanqueidad, de modo que, antes de que se produzca la fuga del líquido, saltarán las alarmas de que esté dotado evitándose de este modo la fuga de producto al medio exterior y la consiguiente contaminación del subsuelo.

Transformación del tanque de simple a doble pared.- El proceso de transformación de un tanque de Simple a Doble Pared se ejecuta siguiendo los procedimientos correspondientes, todos ellos protegidos por patentes y cumpliendo normas.

- **Preparación y refuerzo de la pared existente**

La pared existente en primer lugar ha de ser completamente estanca, por lo tanto, se repara y refuerza según la norma UNE 53991 UNE 53991 IN, "*Plásticos. Reparación y revestimiento interior de tanques metálicos, para el almacenamiento de productos petrolíferos líquidos, con plásticos reforzados*"

También es necesario reforzar la pared con PRFV de al menos 1 mm y se elabora una nueva pared de PRFV con un espesor que dependerá del estado de la superficie del tanque.

- **Construcción de la cámara intersticial**

La cámara intersticial es el elemento fundamental de los tanques de doble pared es donde se puede detectar la rotura de cualquiera de las dos paredes que la configuran. Por tanto, es estanca, tiene entre 1 y 1,5 mm de espesor y se construye con un tejido que permite la libre circulación de aire o agua y hasta una carga máxima a compresión de 10.000 Kg/m² la cual es 5 veces superior que la mayor carga que ha de ejercer el tanque lleno de carburante. En otras palabras, resiste 5 veces más que en las peores condiciones posibles que serán con el tanque completamente lleno.

Esta cámara envuelve la totalidad de la nueva pared y la separa de la existente con la que es solidaria, asimismo, reproduce la geometría de ambas, puesto que es una copia fiel de la pared existente e inicia la siguiente pared.

- **Construcción de la nueva pared**

Sobre la cámara intersticial de detección de fugas, a continuación, se procede a ejecutar la nueva pared, que es la que va a estar en contacto con el líquido a almacenar.

Esta nueva pared debe cumplir la exigencia mínima de que ha de ser equivalente a 2 mm de chapa de acero, con el fin de cumplir la norma UNE 62422 UNE 62422, "Construcción de tanques de doble pared por transformación "in situ" de tanques de acero de simple pared". Actualmente, se utiliza un composite de PRFV con un espesor de 3,64 mm que equivale a 3,57 mm de acero.

Estos tanques quedan libres de prueba de estanqueidad por la norma UNE EN 13160, según corresponda, no será necesaria la realización de las pruebas periódicas de estanqueidad. Cuando se detecte una fuga se procederá a la reparación o sustitución del tanque.

- **Controlar y verificar los resultados**

Una vez transformado el tanque, se verifica que el nuevo tanque cumpla con las especificaciones que había previsto, analizando, la correcta ejecución de la Transformación, el volumen de la cámara intersticial, la idoneidad de los materiales. Responsabilidades y Garantías.

CAPITULO 6

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. En los Sistemas de Tanques Enterrados, la protección contra la corrosión, los equipos de sobrellenado y los sistemas de monitoreo para detección de fugas, son indispensables ayudan a prevenir la contaminación del medio ambiente por derrames o fugas de combustible.
2. Los sistemas de protección contra la corrosión técnicamente diseñados y con un correcto plan de mantenimiento, alargan la vida útil de los STE.

3. Los procesos de ensayos no destructivos realizados correctamente por personal calificado, son de fundamental importancia para definir la integridad de los STE, también nos ayudan a detectar fallas o averías que pueden ser corregidas a tiempo dependiendo de la severidad del daño.
4. La información de las inspecciones, reparaciones y mantenimiento de los STE, son parámetros importantes para proyectar posibles cambios del comportamiento de los mismos.
5. Como una actividad intrínseca e importante en la inspección y previa a la ejecución de cualquier trabajo de campo, el análisis del historial del STE da una pauta para definir actividades necesarias que certifiquen la integridad de los mismos.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que cualquier mejoramiento o cambio en los STE, garanticen su total hermetismo con el fin de evitar fugas que atenten contra la integridad del medio ambiente y que toda acción de control apunten a este propósito.
2. Se recomienda que a los tanques enterrados se les adapten sistemas de protección contra la corrosión adecuado técnicamente sustentado y avalado por profesionales de mucha experiencia.
3. Para aplicar recubrimientos internos se recomienda preparar la superficie bajo estrictas normas y prácticas recomendadas, pues es uno de los factores más importantes en la protección anticorrosiva interna y realizar las respectivas pruebas para el control de la calidad, que garanticen la durabilidad y resistencia.
4. Se recomienda que los entes de control, verifiquen que las empresas que realizan trabajos de mantenimiento e inspección en los STE, sean certificados por la OAE, registrados en la ARCH y realicen las actividades según el alcance del registro.
5. Se recomienda que los dueños de las instalaciones de los STE, analicen la posibilidad de transformar sus tanques de pared simple a tanques de doble pared ya que estos tanques están libres de prue-

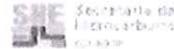
bas de hermeticidad y garantizan una detección de fuga inmediata de esta forma cumplen con disposiciones de la norma INEN 2251.

6. Se recomienda que la carrera de ingeniería mecánica de la ESPOL organice talleres o cursos de capacitación sobre recubrimientos internos, ya sea con recubrimientos epóxicos o con poliéster reforzados con fibra de vidrio.

APÉNDICES

APÉNDICE A

LEY DE HIDROCARBUROS



Secretaría de
Hidrocarburos

nes del sector podrán ser impugnados en sede administrativa o judicial. La impugnación en sede administrativa se hará de conformidad con el Estatuto del Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva. En sede judicial, se tramitará ante los tribunales distritales de lo Contencioso - Administrativo.

Las controversias que se deriven de los contratos regidos por esta ley podrán ser resueltas mediante la aplicación de sistemas de mediación y arbitraje de conformidad con lo establecido en la ley y en el convenio arbitral correspondiente.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 44, publicada en Registro Oficial 326 de 29 de Noviembre de 1993.

Nota: Artículo sustituido por Art. 34 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

CONCORDANCIAS:

LEY DE ARBITRAJE Y MEDIACION, CO-DIFICACION, Arts. 4

Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- Crease la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el Reglamento.

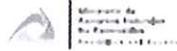
El representante legal de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero será el Director designado por el Directorio.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;
- Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;
- Auditar las actividades hidrocarburíferas, por sí misma o a través de empresas especializadas;
- Aplicar multas y sanciones por las infracciones en cualquier fase de la industria hidrocarburífera, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;
- Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control;
- Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Ministerio Sectorial

APÉNDICE A

LEY DE HIDROCARBUROS



en las demás actividades hidrocarburíferas; y, k. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.

El Reglamento Orgánico Funcional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, que para el efecto expida el Ministro Sectorial, determinará las demás competencias de la Agencia y sus Regionales que se crearen, en el marco de las atribuciones de la Ley.

Nota: Artículo reformado por Ley 101, publicada en el Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Inciso tercero de este artículo, agregado por Art. 24 de la Ley No. 45, publicada en Registro Oficial 283 de 26 de Septiembre de 1989.

Nota: Artículo reformado por Art. 35 de Ley No. 000, publicada en Registro Oficial Suplemento 144 de 18 de Agosto del 2000.

Nota: Artículo sustituido por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO PENAL, Arts. 565, 605
LEY ORGANICA DE LA CONTRALORIA GENERAL DEL ESTADO, Arts. 14
CONSTITUCION DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR 2008, Arts. 313, 315

Art. 12.- En la Secretaría de Hidrocarburos se conservará el Registro de Hidrocarburos, en el que deberán inscribirse:

- Las escrituras de constitución, prórroga o disolución de las empresas petroleras de nacionalidad ecuatoriana;
- Los instrumentos de domiciliación en el Ecuador de las empresas petroleras extranjeras;
- Los contratos sobre hidrocarburos que haya suscrito el Estado o celebre la Secretaría de Hidrocarburos;

d) Las cesiones parciales o totales de los derechos establecidos en los contratos antes señalados;

e) Los instrumentos que acrediten la representación legal de las empresas petroleras; y,

f) Las declaraciones de caducidad.

Para inscribir en este Registro a las empresas de nacionalidad ecuatoriana o la domiciliación de las extranjeras, deberán haberse cumplido las disposiciones de esta Ley, las de la Ley de Compañías, las del Código de Comercio y demás disposiciones legales pertinentes.

Al efectuarse una inscripción, se archivará copia certificada de las escrituras públicas o de las protocolizaciones que se presentaren.

El Ministerio cuando estime necesario podrá ordenar que se archive cualquier documento que se refiera a la situación legal de las empresas contratistas.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 101, publicada en Registro Oficial 306 de 13 de Agosto de 1982.

Nota: Artículo reformado por Ley No. 0, publicada en Registro Oficial Suplemento 244 de 27 de Julio del 2010.

CONCORDANCIAS:

CODIGO DE COMERCIO, Arts. 22
LEY DE COMPAÑIAS, CODIFICACION, Arts. 5, 136, 146, 151, 252, 419

Art. 6-A.- Secretaría de Hidrocarburos (SH).- Créase la Secretaría de Hidrocarburos, SH, como entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros. Para este efecto definirá

APÉNDICE B

REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCAR- BURÍFERAS EN ELECUCADOR

ART. 25.- Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles.- Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

- a) Instruir y capacitar al personal de operadoras, subcontratistas, concesionarios y distribuidores sobre el manejo de combustibles, sus potenciales efectos y riesgos ambientales así como las señales de seguridad correspondientes, de acuerdo a normas de seguridad industrial, así como sobre el cumplimiento de los Reglamentos de Seguridad Industrial del Sistema PETROECUADOR vigentes, respecto al manejo de combustibles;
 - b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para combustibles se registrarán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables; deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;
 - c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA-30 o equivalente;
 - d) Todos los equipos mecánicos tales como tanques de almacenamiento, tuberías de productos, motores eléctricos y de combustión interna estacionarios así como compresores, bombas y demás conexiones eléctricas, deben ser conectados a tierra;
 - e) Los tanques de almacenamiento de petróleo y derivados deberán ser protegidos contra la corrosión a fin de evitar daños que puedan causar filtraciones de petróleo o derivados que contaminen el ambiente;
- 7
- f) Los sitios de almacenamiento de combustibles serán ubicados en áreas no inundables. La instalación de tanques de almacenamiento de combustibles se realizará en las condiciones de seguridad industrial establecidas reglamentariamente en cuanto a capacidad y distancias mínimas de centros poblados, escuelas, centros de salud y demás lugares comunitarios o públicos;
 - g) Los sitios de almacenamiento de combustibles y/o lubricantes de un volumen mayor a 700 galones deberán tener unetas con trampas de aceite. En plataformas off-shore, los tanques de combustibles serán protegidos por bandejas que permitan la recolección de combustibles derramados y su adecuado tratamiento y disposición; y,
 - h) Cuando se helitransporten combustibles, se lo hará con sujeción a las normas de seguridad OACI.

APÉNDICE B

ART. 26.- Seguridad e higiene industrial.- Es responsabilidad de los sujetos de control, el cumplimiento de las normas nacionales de seguridad e higiene industrial, las normas técnicas INEN, sus regulaciones internas y demás normas vigentes con relación al manejo y la gestión ambiental, la seguridad e higiene industrial y la salud ocupacional, cuya inobservancia pudiese afectar al medio ambiente y a la seguridad y salud de los trabajadores que prestan sus servicios, sea directamente o por intermedio de subcontratistas en las actividades hidrocarburíferas contempladas en este Reglamento.

Es de su responsabilidad el cumplimiento cabal de todas las normas referidas, aún si las actividades se ejecutan mediante relación contractual con terceros.

Toda instalación industrial dispondrá de personal profesional capacitado para seguridad industrial y salud ocupacional, así como de programas de capacitación a todo el personal de la empresa acorde con las funciones que desempeña.

ART. 27.- Operación y mantenimiento de equipos e instalaciones.- Se deberá disponer de equipos y materiales para control de derrames así como equipos contra incendios y contar con programas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, especificados en el Plan de Manejo Ambiental, así como documentado y reportado anualmente en forma resumida a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental a la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

Durante la operación y mantenimiento se dispondrá, para respuesta inmediata ante cualquier contingencia, del equipo y materiales necesarios así como personal capacitado especificados en el Plan de Contingencias del Plan de Manejo Ambiental, y se realizarán periódicamente los respectivos entrenamiento y simulacros.

ART. 28.- Manejo de desechos en general:

- a) **Reducción de desechos en la fuente.-** Los Planes de Manejo Ambiental deberán incorporar específicamente las políticas y prácticas para la reducción en la fuente de cada una de las categorías de los desechos descritos en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento;
- b) **Clasificación.-** Los desechos constantes en la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento serán clasificados, tratados, reciclados o reutilizados y dispuestos de acuerdo a normas ambientales y conforme al Plan de Manejo Ambiental;
- c) **Disposición.-** Se prohíbe la disposición no controlada de cualquier tipo de desecho. Los sitios de disposición de desechos, tales como rellenos sanitarios y piscinas de disposición final, contarán con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados, así como tratamiento y monitoreo de éstos previo a su descarga; y,
- d) **Registros y documentación.-** En todas las instalaciones y actividades hidrocarburíferas se llevarán registros sobre la clasificación de desechos, volúmenes y/o cantidades generados y la forma de tratamiento y/o disposición para cada clase de desechos conforme a la Tabla No. 8 del Anexo 2 de este Reglamento. Un resumen de dicha documentación se presentará en el Informe Anual Ambiental.

APÉNDICE B

ART. 71.- Tanques de almacenamiento.- Para los tanques de almacenamiento del petróleo y sus derivados, además de lo establecido en el artículo 25, se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Tanques verticales API y tanque subterráneos UL:

- a.1) El área para tanques verticales API deberá estar provista de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia, y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.
- a.2) Entre cada grupo de tanques verticales API deberá existir una separación mínima igual al $\frac{1}{4}$ de la suma de sus diámetros, a fin de guardar la debida seguridad.
- a.3) Los tanques de almacenamiento deberán contar con un sistema de detección de fugas para prevenir la contaminación del subsuelo. Se realizarán inspecciones periódicas a los tanques de almacenamiento, construcción de diques y cubetos de contención para prevenir y controlar fugas del producto y evitar la contaminación del subsuelo, observando normas API o equivalentes.
- a.4) Las tuberías enterradas deberán estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y a por lo menos 0.50 metros de distancia de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.
- a.5) Cada tanque estará dotado de una tubería de ventilación que se colocará preferentemente en área abierta para evitar la concentración o acumulación de vapores y la contaminación del aire;

b) Recipientes a presión para GLP:

- b.1) Las esferas y los tanques horizontales de almacenamiento de gas licuado de petróleo (GLP) deberán estar fijos sobre bases de hormigón y mampostería sólida, capaces de resistir el peso del tanque lleno de agua, a fin de garantizar su estabilidad y seguridad y así evitar cualquier accidente que pudiera causar contaminación al ambiente.
- b.2) Todas las operaciones de mantenimiento que se realicen en tanques de almacenamiento de combustibles y/o esferas de GLP, se ejecutarán bajo los condicionantes de las normas de seguridad del sistema PETROECUADOR, a fin de evitar cualquier derrame o fuga que pudiera afectar al ambiente;

c) Transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera

- c.1) El transporte de hidrocarburos y/o sus derivados costa afuera, a través de buque tanques, se realizará sujetándose a lo establecido por la Dirección General de la Marina Mercante y del

APÉNDICE B

ART. 72.- Instalación y reutilización de tanques:

1.- **Instalación.**- Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles que vayan enterrados, cumplirán las siguientes disposiciones:

- a) Se debe proporcionar un claro mínimo de 50 centímetros, relleno con arena inerte a la corrosión, entre las paredes y tapas del tanque y la excavación;
- b) La excavación, en donde se debe depositar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte bajo el tanque, debe ser lo suficientemente profunda, independiente de que se instalen o no elementos de concreto para su anclaje;
- c) Se debe proporcionar un relleno mínimo de 30 centímetros de arena inerte entre tanque y tanque, cuando éstos sean colocados dentro de una misma excavación;
- d) La profundidad de instalación de los tanques puede variar, dependiendo de si existe o no tráfico sobre éstos, así:

En áreas que no están sujetas a tráfico, la profundidad no debe ser menor a 90 centímetros.

En áreas sujetas a tráfico regular, la profundidad no debe ser menor a 125 centímetros.

En ambos casos, la profundidad estará medida a partir del lomo del tanque hasta el nivel del piso terminado, incluyendo el espesor de la losa de concreto armado del propio piso;

- e) En caso de que el nivel freático se encuentre cerca de la superficie del terreno, se deben fijar los tanques de almacenamiento mediante cables de acero sujetos a anclas de concreto, las cuales deben ser construidas a todo lo largo del tanque, garantizando mediante el cálculo respectivo la estabilidad de la instalación (no flotación) de los tanques de almacenamiento;
- f) Un tanque enterrado nunca debe ser instalado directamente sobre elementos rígidos de concreto o de cualquier otro material;
- g) Cuando el tanque sea bajado o movido dentro de la excavación, deben evitarse impactos entre el tanque y cualquier otro elemento;
- h) Cuando se instale más de un tanque de almacenamiento, se debe colocar arena inerte a la corrosión alrededor de cada tanque para prevenir movimientos;

Litoral, como autoridad marítima nacional responsable de la prevención y control de la contaminación de las costas y aguas nacionales.

- c.2) Semestralmente durante los meses de junio y diciembre, la Dirección General de la Marina Mercante y del Litoral presentará a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe de las medidas ambientales aplicadas durante las actividades de transporte para el respectivo control y seguimiento; y,

d) Disposiciones generales para todo tipo de instalaciones:

- d.1) Mantener las áreas de las instalaciones industriales vegetadas con mantenimiento periódico para controlar escorrentías y la consecuente erosión.
- d.2) Se presentará anualmente un informe de inspección y mantenimiento de los tanques de almacenamiento a la Subsecretaría de Protección Ambiental, así como sobre la operatividad del Plan de Contingencias incluyendo un registro de entrenamientos y simulacros realizados con una evaluación de los mismos.

APÉNDICE B

- i) Cuando la resistencia del terreno presenta las características de un suelo inestable, de acuerdo al estudio previo de mecánica de suelos, se deben proteger los tanques de almacenamiento del empuje directo del terreno, mediante técnicas de construcción adecuadas que garanticen impermeabilidad y resistencia al ataque de los hidrocarburos;
- j) Tanto la excavación como otras construcciones en donde se coloquen los tanques, deben rellenarse totalmente con arena inerte, una vez instalados y probados éstos, con el objeto de no dejar ningún espacio libre donde puedan almacenarse vapores de hidrocarburos;
- k) Conforme a las prácticas recomendadas para estaciones de servicio por el API 1615 o el API 653 y API 2610, es obligatoria la instalación de dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto de los tanques de almacenamiento; y,
- l) En todos los tanques, tanto subterráneos como sobre superficie, se deberán instalar dispositivos que permitan detectar inmediatamente fugas de producto para controlar problemas de contaminación.

2.- Reutilización.- Los tanques para poder ser usados nuevamente, deben ser verificados en su integridad física, chequeados los espesores de cuerpo y tapas, el estado de los cordones de soldadura, de las placas de desgaste; ajustándose a los estándares de fabricación de UL 58. Luego deben ser sometidos a las pruebas de hermeticidad establecidas en la norma NFPA-30 y UL-58 o equivalentes; deben ser limpiados de cualquier recubrimiento anterior y ser recubiertos con fibra de vidrio o similar para formar el doble contenimiento, de acuerdo a la norma UL-1746 o equivalente. Todas las verificaciones de integridad física anteriormente mencionadas deberán ser certificadas por una firma de reconocido prestigio nacional y/o internacional, especializada en inspección técnica.

APÉNDICE B

ART. 76.- Tanques en Estaciones de Servicio:

a) Instalaciones nuevas.-

Previo al otorgamiento de permisos para la construcción y el funcionamiento de Centros de Distribución conforme a las definiciones del artículo anterior, la Dirección Nacional de Hidrocarburos deberá contar con el informe técnico ambiental favorable y la aprobación del respectivo Estudio Ambiental de la Subsecretaría de Protección Ambiental.

- a.1) Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, para instalación subterránea, con doble pared, provistos de un sistema de monitoreo intersticial de fugas, fabricados bajo estándares UL 58 y UL 1746.

En el caso que sean tanques sobre superficie deberán fabricarse bajo UL 142 y contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición, por al menos dos horas continuas, o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego, o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

- a.2) El diseño, fabricación y montaje se lo realizará de acuerdo a las mejores prácticas de la ingeniería, dando cumplimiento estricto de los códigos y normas aplicables tanto nacionales como de ASTM, API, ASME, NFPA, UL, ANSI y EPA o equivalentes.
- a.3) Los tanques deberán ser cilíndricos para instalación horizontal, fabricados con planchas de acero al carbón de conformidad con el código correspondiente y recubiertas exteriormente con fibra de vidrio o similar, los cuales deberán tener un certificado de calidad otorgado por el fabricante.
- a.4) Todos los tanques deberán ser probados in situ hidrostáticamente con agua limpia para verificar su hermeticidad previo a su utilización.
- a.5) Las válvulas deben ser apropiadas para uso con productos refinados de petróleo con una presión de trabajo correspondiente al ANSI No. 150.
- a.6) Las líneas de venteo serán de 2 pulgadas de diámetro, cuya boca de descarga deberá estar a una altura no menos de 4 metros sobre el nivel de piso, y estará provisto de una campana de venteo para evitar el ingreso de aguas lluvias al tanque de almacenamiento.
- a.7) En los surtidores que funcionan con bomba sumergible, deberá instalarse una válvula de emergencia, la cual deberá cerrarse automáticamente en el caso de que el surtidor sufra un golpe o volcamiento.
- a.8) El trasiego de los líquidos inflamables desde los camiones cisternas o los depósitos subterráneos se efectuará por medio de mangueras con conexiones de ajuste hermético que no sean afectadas por tales líquidos y que no produzcan chispas por roce o golpe.
- a.9) Los aspectos relativos a instalaciones sanitarias, de seguridad industrial y protección ambiental estarán de acuerdo a las Ordenanzas Municipales vigentes y demás regulaciones afines del Ministerio de Energía y Minas.
- a.10) Las dimensiones del tanque, diámetro interno y espesor de paredes deben estar determinadas por su capacidad y material de construcción, conforme a las normas vigentes y buenas prácticas de ingeniería. Es responsabilidad de la operadora de garantizar la estructura de la construcción de tal modo que no se produzcan accidentes que puedan perjudicar al ambiente.

La capacidad operativa del tanque no será menor que la capacidad nominal, y ni mayor que 110% de la capacidad nominal.

La longitud del tanque no será mayor que 6 veces su diámetro.

APÉNDICE B

b) Estaciones de Servicio en remodelación.-

- b.1) Para Estaciones de Servicio en remodelación se requiere un certificado de la situación actual de los tanques de almacenamiento de combustible, de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del artículo 72, emitido por empresas que hayan sido calificadas y/o debidamente autorizadas ante el organismo competente.
- b.2) La remodelación de Estaciones de Servicio culminará en los mismos estándares exigidos en el punto a) de este artículo, y demás disposiciones regulatorias aplicables.

ART. 77.- Manejo de desechos.- Además de lo establecido en los artículos 28, 29, 30 y 31 de este Reglamento, la comercialización de combustibles, lubricantes y afines a los diferentes sectores de consumo deberá cumplir con lo siguiente:

Si se trata de Centros de Distribución en los cuales además del expendio de combustible se expenden lubricantes y se dan servicios de lubricación, cambio de aceites de motor, lavado y engrasado de vehículos automotores, de conformidad con el Plan de Manejo Ambiental deberán contar obligatoriamente con un equipo instalado para la recirculación de agua y la recolección y recuperación de hidrocarburos: combustibles, grasas, aceites, etc. La instalación de trampas de aceites y grasas en puntos estratégicos es obligatoria. Estos establecimientos deberán llevar bajo su responsabilidad un registro mensual de los volúmenes de combustible, grasas y aceites recuperados y de su disposición final.

ART. 78.- Normas de seguridad.- En la comercialización de derivados de petróleo y afines se observarán, además de lo establecido en los artículos 26 y 27, las siguientes disposiciones de seguridad:

- a) Está prohibido el suministro de combustibles a los vehículos de servicio público que estén ocupados por pasajeros y a vehículos con el motor encendido;
- b) La carga y descarga de tanqueros se realizará de tal manera que no obstaculice el tráfico vehicular y peatonal, debido al peligro que representa esta operación;
- c) En las estaciones de servicio no será permitido fumar ni hacer fuego, ni arrojar desperdicios; y deberá contarse con la señalización correspondiente;
- d) Todas las tuberías de despacho y ventilación estarán instaladas de manera que queden protegidas contra desperdicios y accidentes. Donde estén enterradas, las tuberías irán a una profundidad mínima de 40 centímetros bajo el pavimento a superficie del terreno y deberán ser debidamente protegidas exteriormente contra la corrosión a fin de evitar fugas o derrames que pudieran causar daños al ambiente;
- e) Junto a las bocas de descarga se instalará una toma a tierra, a la cual será conectado el autotanque previo al trasvase del combustible, para eliminar la transmisión de la energía estática;
- f) Los surtidores de combustibles deberán estar ubicados de tal modo que permitan el fácil acceso y la rápida evacuación en casos de emergencia;
- g) Alrededor de la periferia de las instalaciones, se deberá implementar un programa de ornamentación, a través de forestación o arborización, a fin de dotar al lugar de buena calidad de aire y paisajística; y,
- h) Todo centro de expendio de lubricantes, estaciones de servicio, lavadoras y lubricadoras, plantas envasadoras y centro de distribución de gas licuado de petróleo y demás centros de distribución destinados a la comercialización de derivados deberán cumplir con los siguientes requisitos:

APÉNDICE C

REGLAMENTO PARA AUTORIZACIÓN DE ACTIVIDADES DE COMERCIALIZACIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS.

CAPITULO VI DEL ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

Art. 31.- Almacenamiento y Transporte: El almacenamiento y transporte de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos se realizará observando las regulaciones que establezca el Ministro de Energía y Minas y estará sujeto al control de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las instalaciones de almacenamiento y los medios de transporte deberán registrarse en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para lo cual se deberá presentar la siguiente documentación, según el caso:

- a. Nombre y documentos de identificación del propietario;
- b. Memoria descriptiva de las instalaciones de almacenamiento o documentos de identificación del medio de transporte;
- c. Las tablas de calibración de los tanques;
- d. Certificación de que las instalaciones de almacenamiento o el medio de transporte cumple con las normas de seguridad; y,
- e. Resolución de aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, del estudio de impacto ambiental de las instalaciones de almacenamiento o el certificado sobre cumplimiento de normas ambientales para el medio de transporte.

Los certificados requeridos deberán ser emitidos por empresas inspectoras (certificadoras) independientes.

La resolución de registro de las instalaciones de almacenamiento y de transporte se registrará por

APÉNDICE D

REGLAMENTO DE OPERACIÓN Y SEGURIDAD DEL TRANSPORTE TERRESTRE DE COMBUSTIBLES (EXCEPTO EL GLP) EN AUTOTANQUES

Art. 8.- Los transportistas durante la carga y descarga de combustibles, cumplirán con las siguientes medidas de seguridad:

- a. Se ubicará el autotanque únicamente en el espacio de estacionamiento destinado para la descarga;
- b. Al estacionar el vehículo, el conductor desconectará el mando eléctrico y lo asegurará con el freno auxiliar;
- c. El tanque, antes de la carga del producto, deberá estar completamente vacío y limpio interiormente, caso contrario no se procederá con dicha operación.
- d. Estará presente mientras se realiza la descarga a fin de actuar inmediatamente frente a cualquier anomalía y se prohíbe la permanencia de personas dentro del vehículo. Antes de bajar las mangueras, colocarán un extintor del tipo polvo químico seco en el piso cerca de la parte posterior del vehículo, hasta terminar la descarga;
- e. Utilizará el sistema de conexión a tierra;
- f. A fin de reducir al mínimo la posibilidad de la generación de electricidad estática en los tanques de almacenamiento se debe proceder a:
 - 1.- Mantener una velocidad de llenado baja.
 - 2.- Que todos los tanques de almacenamiento dispongan de conexiones a tierra adecuadas.
- g. El trasiego de los líquidos inflamables desde los tanques se efectuará por medio de mangueras con conexiones de ajuste hermético que no sean afectadas por tales líquidos y que no produzcan chispa por roce o golpe; y,
- h. En las estaciones de servicio, se suspenderá la distribución durante el llenado de los tanques de almacenamiento a fin de evitar derrames o posibles fuentes de ignición.

APÉNDICE E

MANEJO, ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y EXPENDIO EN LOS CENTROS DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

5. DISPOSICIONES GENERALES

5.1 Para el transporte, almacenamiento y manejo de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos debe cumplirse con lo establecido en la NTE INEN 2 266, el Acuerdo Ministerial No. 184 de 1999-02-10, los Decretos Ejecutivos 1215 del 2001-02-02 y 2024 del 2001-10-26 y demás disposiciones legales vigentes.

5.2 Las dimensiones del tanque, diámetro interno y espesor de paredes deben estar determinadas por su capacidad y material de construcción, conforme a las normas vigentes y buenas prácticas de ingeniería. Es responsabilidad de la operadora garantizar la estructura de la construcción de tal modo que no se produzcan accidentes que puedan perjudicar al ambiente.

5.3 Para el control de contaminación de los tanques de almacenamiento, la autoridad competente, la comercializadora y el distribuidor deben llevar registros del nivel del agua y sedimentos.

5.4 Para la protección contra incendios, cada terminal de abastecimiento, depósito y centro de distribución, debe adoptar las disposiciones de seguridad establecidas por la autoridad competente.

5.5 Para la protección del ambiente, cada terminal de almacenamiento y centro de distribución, debe adoptar las medidas tecnológicas necesarias para disminuir las emisiones producidas por la evaporación de los combustibles de acuerdo con las leyes ambientales vigentes.

5.6 El distribuidor debe proporcionar al funcionario y personal autorizado de la operación, las facilidades necesarias para el cumplimiento de las labores de inspección y control que le sean asignadas.

5.7 Con el fin de prevenir y controlar fugas del producto para evitar la contaminación del subsuelo se deben realizar inspecciones periódicas a los tanques de almacenamiento y dispositivos de contención.

6. DISPOSICIONES ESPECIFICAS

6.1 Las operaciones de carga de combustibles líquidos en la terminal de almacenamiento son de responsabilidad de la comercializadora y de la terminal de almacenamiento.

6.2 Las operaciones de descarga en los centros de distribución son de responsabilidad de la terminal de almacenamiento, la comercializadora, el transportista y el distribuidor.

6.3 El distribuidor es responsable de preservar la calidad del combustible una vez realizada su descarga en el centro de distribución.

6.4 La comercializadora es responsable del buen funcionamiento de los tanques de almacenamiento de los distribuidores.

6.5 El manejo y almacenamiento de los lodos provenientes de la limpieza de los tanques, deben registrarse por las leyes ambientales vigentes.

6.6 La comercializadora y el distribuidor son responsables del manejo ambiental aceptable de las emisiones de vapores de los combustibles (pérdidas por evaporación en tanques de almacenamiento de volumen constante y pérdidas por evaporación en autotanques).

APÉNDICE E

7. REQUISITOS

7.1 Estaciones de servicio

7.1.1 Instalaciones nuevas

7.1.1.1 El diseño y fabricación se deben realizar de acuerdo a lo que se establece en los códigos y normas oficiales vigentes.

7.1.1.2 Las instalaciones mínimas con las que deben contar son:

- a) Área de almacenamiento: zona de tanques de almacenamiento.
- b) Área de abastecimiento o despacho de combustibles.
- c) Área administrativa o de oficinas.
- d) Accesos, entradas y salidas.
- e) Cuarto de máquinas.
- f) Servicios Sanitarios separados por sexos.
- g) Servicios de agua y aire para automotores.
- h) Trampa separadora de grasas y aceites.
- i) Islote de separación entre accesos de entrada y salida.
- j) Áreas verdes.

7.1.1.3 Los tanques de almacenamiento deben estar provistos de los implementos siguientes:

- a) Bomba sumergible.
- b) Accesorios para control en el espacio anular de los
- c) tanques.
- d) Dispositivo de llenado.
- e) Dispositivo para recuperación de vapores a autotanques.
- f) Dispositivo para sistema de medición.
- g) Entrada hombre (diámetro mínimo 0,60 m).
- h) Dispositivo para tubería de venteo.

7.1.1.4 Las instalaciones de los tanques de almacenamiento bajo tierra, deben cumplir las disposiciones siguientes:

- a) Los tanques para almacenamiento de líquidos combustibles e inflamables deben ser tanques horizontales, cilíndricos, atmosféricos, provistos de sistemas de monitoreo intersticial de fugas, de doble pared, fabricados de acuerdo a lo especificado en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.
- b) Los tanques para instalación horizontal deben ser cilíndricos, fabricados con plancha de acero al carbón de conformidad con el código correspondiente y recubiertos exteriormente con fibra de vidrio o similar, los que deben tener un certificado de calidad otorgado por el fabricante.
- c) La profundidad en áreas no sujetas a tráfico, debe ser mínimo 0,90 m y para áreas sujetas a tráfico regular 1,25 m; la profundidad se mide a partir del lomo del tanque hasta el pavimento.
- d) La distancia mínima entre paredes, tapas del tanque y la excavación debe ser de 0,50 m rellena con arena, para evitar la corrosión.
- e) Las tuberías enterradas deben estar debidamente protegidas para evitar la corrosión, y a por lo menos 0,50 m de distancia de las canalizaciones de aguas servidas, sistemas de energía eléctrica y teléfonos.
- f) El piso de la excavación en donde se asienta el tanque debe disponer de un relleno de arena, mínimo de 0,30 m; ningún tanque debe ser instalado directamente sobre elementos rígidos de hormigón o de cualquier otro material.
- g) Los tanques, tanto los subterráneos como los que se encuentran sobre la superficie, deben poseer sistemas de disposición de fugas que permitan prevenir la contaminación del subsuelo.
- h) Los tanques de almacenamiento deben tener dispositivos para prevenir la contaminación del subsuelo, cuando se presente alguna fuga o derrame de producto, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

APÉNDICE E

7.1.1.5 Los tanques de almacenamiento sobre superficie deben fabricarse de acuerdo a las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo 1215 de 2001-02-02 y deben contar además con un sistema retardante de fuego que proteja al tanque de una eventual ignición al menos por dos horas continuas o de un sistema de inertización del aire para evitar el fuego o con un sistema automático de extinción de fuego o algún otro sistema que impida que el tanque corra algún riesgo de incendio.

7.1.1.6 El área para tanques verticales deberá estar provista de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del lugar, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.

7.1.1.7 Las dimensiones de los tanques de almacenamiento se deben determinar de acuerdo a su capacidad, según lo indicado en la tabla 1

TABLA 1 Dimensiones de los tanques

Capacidad (dm ³)	Diámetro interno máximo (m)	Espesor mínimo (mm)
hasta 1078	1,07	1,70
1082 a 2120	1,22	2,36
2124 a 4164	1,63	3,12
4168 a 15142	2,13	4,24
15145 a 45425	3,20	6,00
45429 a 75708	3,66	7,67
75712 a 189270	3,66	

7.1.1.8 La capacidad operativa del tanque no debe ser menor que la capacidad nominal, ni mayor que el 110% de la capacidad nominal.

7.1.1.9 La longitud del tanque no debe ser mayor que seis veces su diámetro.

7.1.1.10 Los tanques de almacenamiento deben disponer de ductos de ventilación de 50 mm (2 pulgadas) de diámetro mínimo, construidos de acero al carbón. La boca de desfogue debe estar colocada a una altura mínima de 4 m sobre el nivel de la cota del piso y a 1 m de distancia de cualquier fuente de calor y tener una campana de protección para evitar el ingreso de agua lluvia.

7.1.1.11 Los tanques de almacenamiento deben ser probados in situ hidrostáticamente con agua limpia para verificar su hermeticidad previamente a su utilización.

7.1.1.12 Las válvulas que se utilizan en la manipulación de productos refinados de petróleo deben ser las adecuadas para soportar una presión de trabajo que corresponda con las características del producto, de acuerdo con las disposiciones indicadas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

APÉNDICE E

7.1.2 Instalaciones en remodelación.

7.1.2.1 Verificar la integridad física, chequear los espesores de cuerpos y tapas, y el estado de los cordones de soldadura de las placas de desgaste, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

7.1.2.2 Someter las instalaciones a las pruebas de hermeticidad con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

7.1.2.3 Limpiar las instalaciones de cualquier recubrimiento anterior y recubrir con fibra de vidrio o similar para formar la doble contención, con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo No. 1215 de 2001-02-02.

7.1.3 Líneas de ventilación.

7.1.3.1 Las líneas de ventilación de los tanques de almacenamiento de gasolina, en su parte superior deben estar provistas de válvulas de presión de vacíos, y de una campana de protección para evitar el ingreso de aguas lluvias.

7.1.3.2 Las líneas de ventilación de los tanques de almacenamiento de diesel, en su parte superior, deben estar provistas de arrestador de llama, en vez de válvula de presión de vacíos.

7.1.3.3 Se debe verificar que se cumpla con lo establecido en el numeral 7.1.1.10.

7.1.4 Surtidores

7.1.4.1 Los tanques de almacenamiento deben contar con surtidores y/o dispensadores provistos de filtros, cuyo medio filtrante sea de acero inoxidable o de otro material que garantice la retención de partículas de hasta 7 mm de diámetro, como mínimo.

7.1.4.2 Los surtidores de los tanques de almacenamiento que funcionen con bomba sumergible deben disponer de una válvula de emergencia de cierre automático en el caso de que el surtidor sufra un golpe o volcamiento.

7.1.12.3 Durante la descarga en el centro de distribución se debe:

- a) Coordinar la operación de descarga entre el conductor del autotanque y el operador del centro de distribución.
- b) Mantener al conductor del autotanque al frente de la operación hasta finalizar la descarga.
- c) Evitar el expendio de combustibles durante la descarga en un tanque de almacenamiento y esperar por lo menos 10 min, antes de proceder a vender el combustible al usuario.
- d) Comprobar que no existan puntos de ignición o manejo de interruptores de electricidad en una área de 5 m de radio, en relación al autotanque.
- e) Comprobar que, durante el trasiego del combustible, la boca del compartimiento se encuentre abierta.
- f) Abstenerse de fumar, encender fuego o usar teléfonos celulares en las áreas de carga y descarga de los terminales de abastecimiento y estaciones de servicio, durante el transporte de los combustibles.

7.1.13 Contenido de agua y sedimentos en el expendio.

7.1.13.1 Los tanques de almacenamiento de los expendedores no deben contener más de 0,05 m de altura de agua y/o sedimentos (colchón de agua).

APÉNDICE F



**ORGANISMO DE ACREDITACIÓN
ECUATORIANO - OAE**

ALCANCE DE ACREDITACIÓN

ORGANISMO DE INSPECCIÓN

VERYGLOBE CÍA. LTDA.

Av. De los Shyris N°1322 y Suecia Ed. Argentinum of 603 • Telf.: (593) 2 3332960
Quito - Ecuador

Certificado de Acreditación N°: OAE OI C13-014

Actualización N°: 01

Acreditación Inicial: 2013-08-30

Está acreditado por el Organismo de Acreditación Ecuatoriano (OAE) conforme a los requisitos contenidos en la Norma NTE **INEN ISO/IEC 17020:2006**, los Criterios Generales de Acreditación para Organismos que Realizan Inspección (OAE CR GA08), y los documentos del OAE relacionados con el proceso de evaluación y acreditación, como **Organismo de Inspección** de:

Sector:	<u>Industrial</u>		Tipo de organismos de Inspección:		A
Resolución N°:	OAE DE 13-465	Vigencia a partir de:	2013-08-30	Director Técnico:	Ing. Martín Gavilánez
Localizaciones:	Quito, Ecuador				

N°	Campo de Inspección / elemento a inspeccionar	Metodología	Procedimientos de Inspección	Código de Norma / Descripción de la Norma
1	Inspección volumétrica Líquida de Carro Tanques (patio fijo)	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración líquida de auto tanques para combustibles (VG-I-31)	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Standard 2554 Measurement and calibration of tank cars.
2	Inspección volumétrica Líquida de Tanques estacionarios	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración líquida de tanques horizontales para combustible (VG-I-32) Procedimiento de inspección con el propósito de calibración líquida de tanques verticales para hidrocarburos (VG-I-34)	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Standard 2555 Liquid Calibration of tanks.
3	Inspección volumétrica geométrica de Tanques horizontales	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración geométrica de tanques para GLP (VG-I-28) Procedimiento de inspección con el propósito de calibración geométrica de tanques horizontales para combustible (VG-I-29)	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2.E Calibration of Horizontal Cylindrical Tanks - Part 1 - Manual Method

APÉNDICE F

Nº	Campo de inspección / elemento a inspeccionar	Metodología	Procedimientos de Inspección	Código de Norma / Descripción de la Norma
4	Inspección volumétrica geométrica Manual de tanques cilíndricos verticales	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración manual de tanques cilíndricos verticales para hidrocarburos (VG I-17)	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) Capítulo 2.2. A Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the manual tank Strapping Method
5	Inspección volumétrica geométrica de tanques cilíndricos verticales por método de distancia electro óptica medición externa	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración de tanques cilíndricos verticales para hidrocarburos usando el método de distancia electroóptica (VG I-18)	American Petroleum Institute (API) - Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS) ISO 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum products- calibration of vertical cylindrical tanks-external electro-optical distance-ranging method.
6	Inspección de recipientes a presión	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección técnica de tanques a presión para GLP (VG I-22)	API 510 Pressure vessel inspection code maintenance inspection, rating, repair and alteration repair, alteration and reconstruction
7	Inspección hidrostática y neumática para tanques	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección técnica prueba hidrostática de tanques para GLP (VG I-23)	ASME-SECTION VIII División 2 – 1999, Article T-4 (Pneumatic test AT-AT-350 hydrostatic testing procedure) ASME-SECTION VIII División 1 Rules for construction of pressure vessels
8	Inspección Técnica de tanques de almacenamiento	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección técnica de tanques horizontales de almacenamiento para combustible (VG I-21)	Norma ASME, Sección V, (Nondestructive Examination) Artículo 23 SE-797, referente a Práctica Normalizada para la Medición de Espesores por el Método Ultrasonico Manual de Contacto. API 653 Inspección, reparación, Modificación y Reconstrucción de estanques. Capítulo 4, 6, 10, Apéndice B. Código ASME Sección VIII, (Diseño y Análisis estructural de recipientes a presión) División 1 y 2 API 651, (Cathodic protection of aboveground petroleum storage tanks). API 575 (Inspection of aboveground storage tanks). ASME CODE, Section V, artículo 9, artículo 28, Subsección A. NACE 51011; NACE RP-0675; (Corrosion control of offshore steel pipelines). NACE RP-01-69 (Control of extremal corrosion on underground metallic piping systems) NORMAS ANSI, UL ASTM E707/E707M-10 Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse Echo Contact Method. API 12D, (Field welded tanks for storage of production liquids). UL 58, (Standard for steel underground tanks for flammable and combustible liquids) UL 1746, (Extremal corrosion protection system for steel underground storage tanks) UL 142, (Steel aboveground tanks for flammable and combustible liquids). NFPA 30 (Flammable and combustible liquids code) NFPA 10 Extintores portátiles. NFPA 13, y NFPA 16 (sistema contra incendios). NFPA 58 (rociadores) INEN 439 (señalización)

APÉNDICE F

Nº	Campo de inspección / elemento a inspeccionar	Metodología	Procedimientos de Inspección	Código de Norma / Descripción de la Norma
9	Inspección de estanqueidad	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección técnica prueba hidrostática de tanques para combustible (VG-I-24)	Norma API 1615 Instalación de sistemas de almacenamiento subterráneo de petróleo.
10	Inspección Seguridad en Auto tanques y Vaccums	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección técnica de seguridad operativa de auto tanques (VG-I-35)	Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2266:2000 - Transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos. Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2288:2000 - Transporte, de químicos industriales, peligrosos, Etiquetado de precaución.
11	Inspección de medidores de desplazamiento positivo y turbinas por el método master meter	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración de medidores de desplazamiento positivo y turbinas por el método master meter (flujómetro) (VG-I-19)	MPMS API 4.5 Master Meter Prover MPMS API 7 Temperature determination MPMS API 4.8 Operation of Proving Systems MPMS API 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters MPMS API 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbines MPMS API 11.1 Volume correction Factors MPMS API 12.2 Calculation of Liquid Petroleum Quantities measured by turbine or displacement meters MPMS API 13.2 Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data MPMS API 9.3 Standard Test for Method Density, Relative density, and API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Thermo hydrometer Method MPMS API 6.7 Metering Viscous Hydrocarbons MPMS API 4.7 Field Standard Test Measures OIML R 117-1 Dynamic measuring systems for liquids other than water MPMS API 21.2 Medida Electrónica de Volumen líquido usando medidores de desplazamiento positivo y medidores tipo turbina. MPMS API 22.1 , Directrices generales para el desarrollo de Protocolos de prueba para dispositivos usados En la medición de fluidos de hidrocarburos.
12	Inspección de medidores de desplazamiento positivo y turbinas por el método tank prover	Visual Instrumental Documental	Procedimiento de inspección con el propósito de calibración de medidores de desplazamiento positivo y turbinas por el método tank prover (medidor volumétrico) (VG-I-26)	MPMS API 4.4 Tank Prover MPMS API 7 Temperature determination MPMS API 4.8 Operation of Proving Systems MPMS API 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters MPMS API 5.3 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbines MPMS API 11.1 Volume correction Factors MPMS API 12.2 Calculation of Liquid Petroleum Quantities measured by turbine or displacement meters MPMS API 13.2 Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data MPMS API 9.3 Standard Test for Method Density, Relative density, and API Gravity of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products by Thermo hydrometer Method MPMS API 6.7 Metering Viscous Hydrocarbons MPMS API 4.7 Field Standard Test Measures MPMS API 22.1 , Directrices generales para el desarrollo de Protocolos de prueba para dispositivos usados En la medición de fluidos de hidrocarburos.
13	Inspección de válvulas de alivio de GLP	Visual Instrumental Documental	Procedimiento para verificación de válvulas de alivio de presión para recipientes GLP (VG-I-25)	Norma ASME – SECTION VIII – Division 2 - 1998, ARTICLE R-1 GENERAL Requirements AR-120 Pressure relief valves

APÉNDICE F

PERFIL INSPECTOR:	
INSPECCIÓN TÉCNICA	
EDUCACIÓN	<p>- <i>Título Tercer Nivel reconocido por la SENESCYT en las siguientes especialidades:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Ingeniería Mecánica.</i> • <i>Ingeniería en Petróleos</i> • <i>Ingeniería Química o Químico</i> • <i>Ingenierías Técnicas afines a la actividad Hidrocarburífera</i> <p><i>Y contar con la certificación para realizar ensayos no destructivos Nivel I o II emitido por un nivel III reconocido (registro)</i></p> <p>- <i>En caso de contar con una tecnología en dichas ramas la experiencia mínima deberá ser de 2 años en inspecciones relacionadas con la actividad.</i></p> <p>- <i>En caso de ser bachilleres o Ingenieros en carreras distintas a las mencionadas la experiencia en inspecciones relacionadas a la actividad será de 10 años.</i></p>
ENTRENAMIENTO	<p><i>Como tiempo mínimo de entrenamiento para la realización de las inspecciones, deberá hacerse 8 inspecciones supervisadas por cada técnica utilizada.</i></p>
CONOCIMIENTOS TÉCNICOS	<p><i>Conocimientos de reglamentos y normativas que aplique para la ejecución de esta actividad, manejo, reglamentos técnicos, criterios y normativas técnicas específicas del sector</i></p>
EXPERIENCIA	<p><i>Mínimo 1 año ejecutando actividades en el sector Hidrocarburífero en caso de tener Título de Tercer Nivel en las carreras antes mencionadas.</i></p>

APÉNDICE F

ORGANISMOS Y ACTIVIDADES DE INSPECCIÓN CALIFICADOS POR LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO		
N°	ORGANISMOS DE INSPECCIÓN	ACTIVIDADES AUTORIZADAS A REALIZAR EN BASE AL ALCANCE DE ACREDITACIÓN ANTE EL OAE
1	CALEB BRETT ECUADOR S.A.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
2	INSPECCIONES, SERVICIOS Y REPRESENTACIONES MARINAS, INSERMAR S.C.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
3	INSEPET CIA. LTDA	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
4	CAMINCARGO CONTROL, ECUADOR S.A.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
5	COTECNA DEL ECUADOR S.A.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
6	REPRESENTACIONES E INSPECTORES DE PETROLEO REINSPET CIA. LTDA.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
7	ROBINSON INTERNATIONAL LIMITED	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
8	TRUST CONTROL INTERNATIONAL S.A. TCEE.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
9	ALEX STEWART ASSAYERS-ECUADOR CIA. LTDA.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia
10	INSPECTORATE DEL ECUADOR S.A.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos en la transferencia de custodia Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)
11	SGS DEL ECUADOR S.A.	Inspección de calidad y cantidad de hidrocarburos líquidos en la transferencia de custodia. Inspección volumétrica (calibración) de tanques y Recipientes Inspección de Equipos Izaje y Sostenimiento de Cargas Inspección técnica Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)
12	CONTROL INTERNACIONAL DEL ECUADOR C.A., UNICONTROL	Inspección de calidad y cantidad de _ Calidad y cantidad de hidrocarburos líquidos en la transferencia de custodia. Inspección volumétrica (calibración) de tanques y Recipientes Inspección técnica

		Inspección con el propósito de verificar la seguridad de instalación de hidrocarburos
		Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)
13	VERYGLOBE CIA. LTDA.	Inspección volumétrica (calibración) de tanques y Recipientes
		Inspección técnica
		Inspección con el propósito de verificar la seguridad de instalación de hidrocarburos
		Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (Verificación de cantidad medida)
14	BUREAU VERITAS ECUADOR S.A.	Inspección técnica
		Inspección de equipos, izaje y sostenimiento de cargas
15	SERVICIOS PETROLE-ROS Y AFINES PETROAFIN S.A.	Inspección volumétrica (calibración) de tanques y recipientes
		Inspección técnica
		Inspección con el propósito de verificar la seguridad de instalación de hidrocarburos
16	METROLOGIC S.A.	Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (verificación de cantidad medida)
17	VERIPET CÍA. LTDA.	Inspección volumétrica (calibración) de tanques y recipientes
		Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (verificación de cantidad medida)
		Inspección con el propósito de verificar la seguridad de instalación de hidrocarburos
		Inspección técnica
		Inspección de medidores estáticos de hidrocarburos (verificación de cantidad medida)
		Inspección de equipos, izaje y sostenimiento de cargas
18	MINGA S.A	Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (verificación de cantidad medida)
		Inspección técnica
19	CENTRO DE TRASFE-RENCIAS Y DESARRO-LLO DE TECNOLOGIAS DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL – CTT-UCE	Inspección de medidores dinámicos de hidrocarburos (verificación de cantidad medida)
20	PETROCHECK SERVI-CES CÍA. LTDA.	Inspección volumétrica (calibración) de tanques y recipientes
		Inspección con el propósito de verificar la seguridad de instalación de hidrocarburos

BIBLIOGRAFÍA

1. Naranjo Carlos, Jiménez Luis, Maldonado Carlos, Tesis de grado, diseño y construcción de dos tanques de 1000 gal y 600 gal para almacenar combustible líquido bajo la norma UL58, UL 1746 para estación GAS Plus, <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/706>.
2. Decreto Ejecutivo No 2024 del 2001-10-26, publicado en el Registro Oficial No 445 del 2001-11-01. Reglamento para la autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos.
3. Ley de Hidrocarburos Última Reforma 24-nov-2011, publicado en el Registro Oficial 711
4. Decreto Ejecutivo No 2024 del 2001-10-26, publicado en el Registro Oficial No 445 del 2001-11-01. Reglamento para la autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos.

5. Decreto Ejecutivo No 1215 del 2001-02-02, publicado en el Registro Oficial No 265 del 2001-02-13. Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
6. Acuerdo Ministerial No. 184 de 1999-02-11, publicado en el Registro Oficial No. 135 de 1999-02-24. Reglamento de Operación y Seguridad del Transporte Terrestre de Combustibles (excepto GLP) en automotores.
7. NTE INEN 2251 (2003): Manejo, almacenamiento, transporte y expendio en los centros de distribución de combustibles líquidos. Requisitos
8. NFPA 30 Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 1996
9. API ESTANDAR 653, "Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques" TERCERA EDICIÓN, DICIEMBRE 2001
10. API STANDARD 650 TWELFTH EDITION, MARCH 2013
11. API ESTANDAR 1631, "Interior Lining of Underground Storage Tanks". FIFTH EDITION, JUNE 2001
12. API RECOMMENDED PRACTICE 1632, "Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems", THIRD EDITION, MAY 1996

13. Carlos, R. (s.f.). Es.slideshare.net. Recuperado el 18 de febrero de 2015, de 1. <http://es.slideshare.net/CarlosRamirez9/guia-de-manejo-ambiental-para-estaciones-de-servicio-de-combustible>
14. API RECOMMENDED PRACTICE 1615, "Installation of Underground Petroleum Storage Systems", FOURTH EDITION, NOVEMBER 1987
15. API RECOMMENDED PRACTICE 1604, "Closure of Underground petroleum Storage Tanks", THIRD EDITION, MARCH 1996
16. Erik Magaly Sanaguano, Tesis De Grado, Mantenimiento De Tanques De Almacenamiento En La Refinería Estatal De Esmeraldas Riobamba Ecuador 2012.
17. Hidrocarburos, I. f. (s.f.). www.osinerg.gob. Recuperado el 18 de febrero de 2015, de http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II_Foro_Regional_Hidrocarburos_Tacna/NORMAS/Norma%20Sistema%20de%20Tanques%20Enterrados.pdf