

**METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
CRUDO BASADOS EN LA NORMA API 653**

JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE
MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
CRUDO BASADOS EN LA NORMA API 653**

JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ

**Monografía de Grado presentada como requisito para obtener el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director:

NICOLÁS SANTOS SANTOS

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Ingeniería del Gas

Magister en Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A mi amada esposa Johana Andrea por ser la causa de mi felicidad, luz de mis días, esa fuente inagotable de sabiduría, amor y ternura.

Gracias por ser mi apoyo constante e incondicional para la terminación de este proyecto. Verte cada día me llena de alegría, eres la persona que siempre soñé y con la que quiero agradecer a Dios, eres el mejor regalo que él me ha dado. Feliz por esa gran bendición del todopoderoso nuestro hijo(a).

Madre, a ti que me diste todo sin pedir nada, entregaste todo por mí, gracias; Gracias por traerme al mundo, cuidarme y formarme como una persona de bien.

Agradezco a Dios por esa familia maravillosa, que han sido ejemplo de superación, humildad y sacrificio; por enseñarme a valorar todo lo que tengo.

Jorge Miguel.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por cada día de vida; por ser mi guía y mi luz para el desarrollo de este objetivo que permite mi crecimiento profesional, por enseñarme el camino de la sabiduría y la felicidad.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS por permitir desarrollar espacios para el intercambio de conocimientos y experiencias para ampliar la visión de la industria, fortaleciendo el crecimiento como personas y profesionales.

Al Instituto Colombiano de normas Técnicas (ICONTEC) por apoyarme para el desarrollo de esta especialización y por brindarme los espacios necesarios para el progreso de la misma.

Al grupo de estudiantes y docentes de la IV promoción de la Especialización en Producción de Hidrocarburos, por haber hecho de cada clase una experiencia inolvidable, por todo el conocimiento impartido, por la interacción con compañeros de diferentes carreras que compartieron vivencias; cada uno desde sus áreas de trabajo, que nos fortalecieron como profesionales idóneos y competentes para la industria de los hidrocarburos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
2. OBJETIVOS.....	18
2.1 OBJETIVO GENERAL	18
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
3. JUSTIFICACIÓN.....	19
4. MARCO TEÓRICO	20
4.1 CLASIFICACIÓN	22
4.1.1 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano.....	23
4.1.2 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Horizontales	31
5. METODOLOGÍA	34
5.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE TANQUE	34
5.1.1 Criterios de Selección	35
5.1.2 Tanques Seleccionados.....	36
5.2 ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS EXISTENTES.....	56
5.2.1 Inspección visual.....	56
5.2.2 Inspección radiográfica	58
5.2.3 Inspección con ultrasonido.....	59
5.2.4 Partículas Magnéticas.....	60
5.2.5 Líquidos Penetrantes	61
5.2.6 Caja de Vacío	63
5.2.7 Emisión Acústica	64
5.2.8 Flujo Magnético.....	64
5.2.9 Flujo Magnético y Corriente de Eddy	65

5.2.10 Trazadores.....	65
5.3 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA APLICABLE PARA CADA TIPO DE TANQUE	65
5.4 ELABORACIÓN DE LA METODOLOGÍA	71
5.4.1 Planeación	71
5.4.2 Alistamiento del Área de Trabajo	74
5.4.3 Descontaminación	75
5.4.4 Inspección.....	76
5.4.5 Pruebas.....	109
5.4.6 Recubrimiento.....	116
6. CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFÍA.....	120
ANEXOS	124

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento.....	22
Figura 2. Tanques de Fondo Plano.....	23
Figura 3. Corte Tanque Vertical de Fondo Plano.....	24
Figura 4. Tanques de Techo Fijo	25
Figura 5. Tanques de Techo - Flotante Interno.....	26
Figura 6: Tanques de Techo - Flotante Externo.....	27
Figura 7. Tanques de Almacenamiento sin Techo.....	28
Figura 8. Tanques de Almacenamiento Esferas	29
Figura 9. Tanque de Almacenamiento de Doble Pared	31
Figura 10. Tanques Cilíndricos Horizontales	32
Figura 11 Criterios de selección.....	35
Figura 12 Tanques de techo fijo.....	37
Figura 13 Tanque de techo flotante	40
Figura 14 Pontones de un tanque de techo flotante	44
Figura 15. Sello Primario	45
Figura 16. Sellos Secundarios	46
Figura 17. Drenaje de techo Flotante.....	46
Figura 18. Cuerpo de tanque de Almacenamiento.....	50
Figura 19. Manholes	51
Figura 20. Válvulas de presión.....	52
Figura 21 Cámara de Espuma.....	53
Figura 22. Escaleras del Tanque	55
Figura 23 Indicador de Calidad de Imagen (IQI) tipo 4T – T – 2T.....	83

Figura 24 Croquis de la pared del tanque indicando los puntos donde se toman las medidas.....91

Figura 25 Techo del tanque indicando puntos donde se toman las medidas92

Figura 26 Fondo del tanque indicando puntos donde se toman las medidas93

Figura 27. Aplicación del ensayo de tintas penetrantes.....94

Figura 28 Caja de Vacío 111

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas y Desventajas de Techo Fijo	38
Tabla 2. Ventajas y Desventajas de Techo Flotantes	41
Tabla 3. Ventajas y Desventajas de Fondos.....	48
Tabla 4. Ensayos no Destructivos.....	66
Tabla 5. Tipo de Películas Radiográficas.....	81
Tabla 6. Espesor de pantallas de plomo	82
Tabla 7. Tipo de acoplante a utilizar según la rugosidad de la superficie	87
Tabla 8. Tolerancia Radial	116

LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Lista general de inspección de tanques en servicio	124
ANEXO B. Listas de chequeo en tanques fuera de servicio	134
ANEXO C. Acta de registro de inspección	150

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO BASADOS EN LA NORMA API 653.¹

AUTOR: JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ.²

PALABRAS CLAVES: Procedimientos de Inspección, Tanques de Almacenamiento, Pruebas, Inspección, Descontaminación, Alistamiento, Reparaciones Metalmecánicas, API 653, API 650.

El almacenamiento constituye un elemento de gran valor en la explotación de hidrocarburos debido a que actúa como pulmón entre la producción y el transporte, permitiendo una flexibilidad operativa en las refinerías y los centros de acopio de los campos de producción. Almacenar sustancias peligrosas y reducir el riesgo de fugas es de vital importancia.

La corrosión del tanque de almacenamiento puede provocar contaminación en el medio ambiente y pérdidas. Por ello es necesario garantizar la seguridad y la fiabilidad de los tanques. Por tal razón es necesaria la implementación de programas de mantenimiento preventivo en la industria de hidrocarburos; ello ayuda a reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas, la renovación de los elementos deteriorados para evitar pérdidas de producción por deficiencias en el tanque de almacenamiento.

Este trabajo tiene como objetivo elaborar una metodología que permita desarrollar un programa de mantenimiento preventivo en tanques de almacenamiento de crudo basados en la norma API 653.

Se elaboró un paso a paso de actividades que permiten al operador, una interacción más efectiva y una respuesta acertada ante la presencia de cualquier tipo de dificultad, apoyados en procedimientos ya existentes y que vienen referenciados en la API 653 “Inspección, Reparación, Alteración, Desmontaje y Reconstrucción de Tanques Horizontales o Verticales”.

También se realizó la descripción de los procedimientos aplicables a esta metodología y pruebas a realizar, que permiten garantizar la seguridad de la operación y la mitigación en la generación de impactos ambientales, logrando así espacios de trabajo seguros para el trabajador, amigable con el medio ambiente.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Nicolás Santos Santos

SUMMARY

TÍTULO: METHODOLOGY FOR THE IMPLEMENTATION OF A PREVENTIVE AINTENANCE PROGRAM IN CRUDE OIL STORAGE TANKS BASED ON STANDAR API 653.³

AUTHOR: JORGE MIGUEL SANDOVAL HERNÁNDEZ.⁴

KEY WORDS: Inspection, Storage Tanks, testing, inspection, decontamination, Enlistment, Repairs Metalwork, API 653, API 650.

The Storage constitutes an element of great value in the exploitation of hydrocarbons since it acts as a lung between the production and transport, allowing operational flexibility in the refineries and warehouses of the fields of production.

Store hazardous substances and reduce the risk of leaks is vital. The storage tank corrosion can cause environmental pollution and loss. For it it is necessary to guarantee the safety and the reliability of the tanks. For such a reason there is necessary the implementation of programs of preventive maintenance in the industry of hydrocarbons; it helps to reduce the repair by means of a routine of periodic inspections, the renovation of the elements spoilt to avoid losses of production for deficiencies in the tank of hydrocarbons.

This work aims to develop a methodology that allows to develop a program of preventive maintenance in crude oil storage tanks based on the API 653 standard.

It drew up a step-by-step of activities that allow the operator, a more effective interaction and a successful response to the presence of any type of difficulty, supported in existing procedures and that come referenced in the API 653 "Inspect, repair, alteration, disassembly and reconstruction of Horizontal or Vertical Tanks".

It also carried out the description of the procedures applicable to this methodology and tests to perform, to ensure the safety of the operation and the mitigation in the generation of environmental impacts, thus achieving safe work spaces for the worke, friendly with the environment.

³ Degree project

⁴ Physique – Chemical Engineerins Faculty, Petroleum Engineering School. Director: Eng. Nicolás Santos Santos

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo el almacenamiento de Hidrocarburos es una actividad de gran importancia, los stocks o almacenamientos de petróleo y sus derivados juegan un papel destacado en el mercado del crudo y particularmente en sus precios. Su importancia radica en la seguridad de abastecimiento abundante y regular a usuarios y consumidores finales ante la posibilidad de deficiencias técnicas en las refinerías o a bordo de los buques en los oleoductos y tanques de almacenamiento; razón por la cuál es un pulmón entre la producción y el transporte del mismo, permitiendo la sedimentación de agua y lodos, antes de despachar el hidrocarburo por el oleoducto u orientarlo hacia su refinación; la selección del tipo y tamaño del tanque está regida por la relación producción – consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido almacenar.

El almacenamiento del petróleo y sus derivados está en permanente crecimiento, por ello es de vital importancia la implementación de metodologías de mantenimiento preventivo que permitan a los usuarios extender la vida útil y garantizar la disposición para el almacenaje; la inapropiada aplicación de las normas ha generado que se presenten fallas repetitivas que interrumpen la operación por un mantenimiento inadecuado que en determinadas ocasiones producen que los tanques de almacenamiento salgan de operación por una rotura, generando un impacto ambiental y pérdidas económicas por la disminución de la capacidad de almacenamiento. Por ello se hace necesaria la implementación de metodologías adecuadas que permitan garantizar el estado óptimo del tanque de tal manera que se minimicen los impactos generados en la producción del crudo.

La implementación de herramientas como lo son las metodologías de mantenimiento preventivo, permite mantener los tanques de almacenamiento en condiciones seguras, una reducción de las reparaciones aplicando una rutina de inspecciones; permitiendo un mejor conocimiento del tanque y un análisis del histórico de sus datos.

Además reduce el mantenimiento correctivo, representando una reducción de costos y una ampliación de la disponibilidad del tanque para el almacenamiento.

La realización de esta metodología se fundamenta en la aplicación de la norma API 653 “Inspección, Reparación, Alteración, Desmontaje y Reconstrucción de Tanques Horizontales o Verticales”, del Instituto Americano del Petróleo.

En lo referido a metodología a aplicar, la estrategia está basada en una descripción secuencial de actividades (planeación, alistamiento de área de trabajo, descontaminación, inspección, reparaciones metalmecánicas, pruebas y recubrimiento) que permiten al inspector interactuar de una forma fácil y segura para el desarrollo de su trabajo.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor la producción , transporte, distribución y utilización es evidente en la medida que se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular; esto se alcanza con la utilización de los tanques de almacenamiento de grandes volúmenes, por eso es de gran importancia garantizar el estado Mecánico y funcional de los tanques, para ello hay que conocer la normas aplicables al mantenimiento y características generales del tanque.

En la industria de producción de petróleo se han presentado diversos problemas que afectan el desarrollo eficaz de la producción; la inadecuada aplicación de las normas ha generado que se presenten fallas repetitivas que interrumpen la operación por un mantenimiento inadecuado que en determinadas ocasiones producen que los tanques de almacenamiento salgan de operación por una rotura, ocasionando un impacto ambiental y pérdidas económicas por la disminución de la capacidad de almacenamiento, restringiendo las tasas de producción de los pozos; además la mala implementación del mantenimiento preventivo generan una alta aplicación del mantenimiento correctivo. Por ello se hace necesaria la implementación de metodologías adecuadas que permitan garantizar el estado óptimo del tanque de tal manera que se minimicen los impactos generados en la producción del crudo.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una metodología para la implementación de un programa de mantenimiento preventivo en tanques de almacenamiento de crudo basados en la norma API 653.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los diferentes tipos de tanques existentes en el mercado para realizar la selección a los cuales se les va aplicar la metodología.
- Determinar los tipos de técnicas de mantenimiento preventivo a aplicar en los tanques seleccionados, basados en la norma API 653.
- Determinar los pasos necesarios para aplicar cada técnica en los tanques seleccionados con el fin de garantizar su integridad en el almacenamiento de la producción.

3. JUSTIFICACIÓN

En la medida que se quiera asegurar un abastecimiento abundante y regular de los recursos energéticos se debe tener en cuenta el control de la producción, transporte, distribución y su utilización, esto se logrará siempre y cuando se disponga de una gran capacidad de almacenaje a través de la utilización de tanques de almacenamiento de altos volúmenes, para ello es de vital importancia que el estado mecánico y funcional de los tanques se encuentren en óptimas condiciones.

Actualmente existe la norma inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques API 653 como herramienta de ayuda al mantenimiento de tanques, pero no existen metodologías que permitan al operador, de una manera pedagógica y eficaz aplicar un paso a paso de las actividades que se deben realizar para garantizar la integridad de los tanques.

Con la implementación de metodologías de mantenimiento preventivo, se logrará disminuir costos de operación, se garantizará que haya disposición de la capacidad de almacenamiento requerida y que no se genere ningún tipo de impacto ambiental que pueda afectar el medio ambiente.

Las metodologías son herramientas muy versátiles que permiten al operador, una interacción más efectiva y una respuesta eficaz ante la presencia de cualquier tipo de dificultad.

Por tal razón se hace necesario generar metodologías adecuadas que garanticen el estado óptimo del tanque de tal manera que se minimicen los impactos generados en la producción y se permita la disponibilidad de almacenamiento en el campo.

4. MARCO TEÓRICO

La necesidad de almacenamiento de los recursos energéticos para controlar su producción, transporte y distribución hace necesario que estos recursos queden asegurados en cada etapa del recorrido del crudo.

En las facilidades de producción en campos petroleros y en las áreas de recolección de crudo en las refinerías, el almacenamiento es de vital importancia, pues constituye un elemento de gran valor en la explotación en la industria de hidrocarburos, ya que actúa como un resorte entre producción y transporte para absorber las variaciones del consumo.

Este proceso, permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por el oleoducto o a destilación. Esto brinda flexibilidad operativa a las refinerías y campos de producción actuando como punto de referencia en la medición de despachos del producto.

Es ineludible que las personas encargadas de estas operaciones conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos y facilidades de almacenamiento de los crudos tratados para lograr que los procesos sean más eficientes.

El personal que labora en los campos de producción o en las refinerías o centros de acopio de crudo, pueden mejorar sus habilidades, aptitudes, actitudes mediante la toma de conciencia y entendimiento de los diferentes procesos de medición y mantenimiento de tanques con el fin de aplicar las mejores prácticas de la industria en el almacenamiento de fluidos bajo su responsabilidad.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, son utilizados como depósitos para acumular volúmenes de producto que luego es utilizado para comercializar.

Generalmente, están hechos en acero, los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, esféricos, ellos almacenan hidrocarburos en unas condiciones de temperatura y presión acordes a la operación y proceso.

Estos pueden ser clasificados según su forma de construcción, su uso, para producción o almacenamiento y finalmente por el tipo de líquido que van a contener.

En los tanques de producción se origina la primera recolección y el primer procesamiento de separación.

La mayor parte de los líquidos manejados en las industrias de procesos, se almacena a granel en tanques que operan en el entorno de la presión atmosférica.

Esta capacidad de almacenaje de cada tanque dependerá del balance entre el flujo producido y demandado por el consumidor, la reserva fijada como crítica expresada en días de marcha o volumen mínimo, los medios, la capacidad y costos de transporte, las distancias al proveedor/cliente y los tiempos de entrega, costo y grado de importancia del producto en el proceso productivo o servicio, en el espacio disponible en planta según requisitos de la norma.

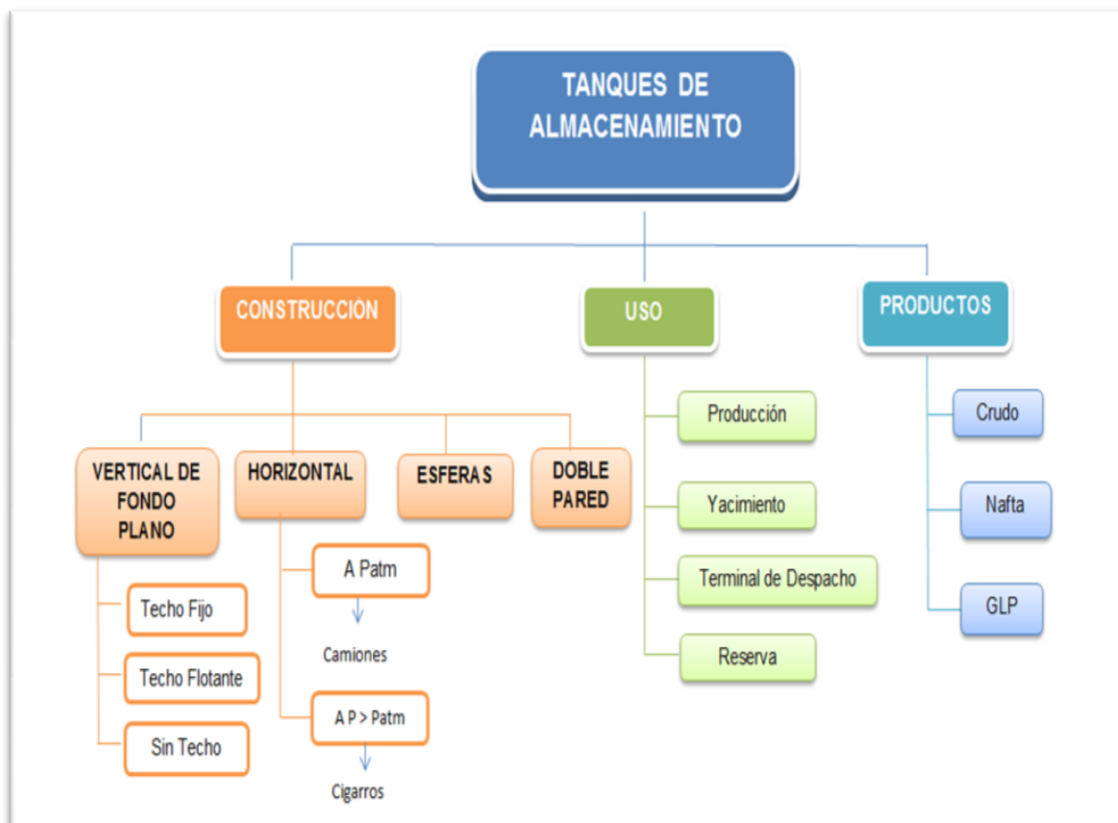
Directamente, una refinería no se abastece normalmente a partir del yacimiento de petróleo, dado que en entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por cisterna o por oleoducto.

Por ello, el crudo (petróleo bruto) se almacena tanto en el punto de embarque como en el de desembarque.

4.1 CLASIFICACIÓN

La siguiente figura muestra la clasificación de los tanques de almacenamiento según su Construcción, Uso y Productos

Figura 1. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento

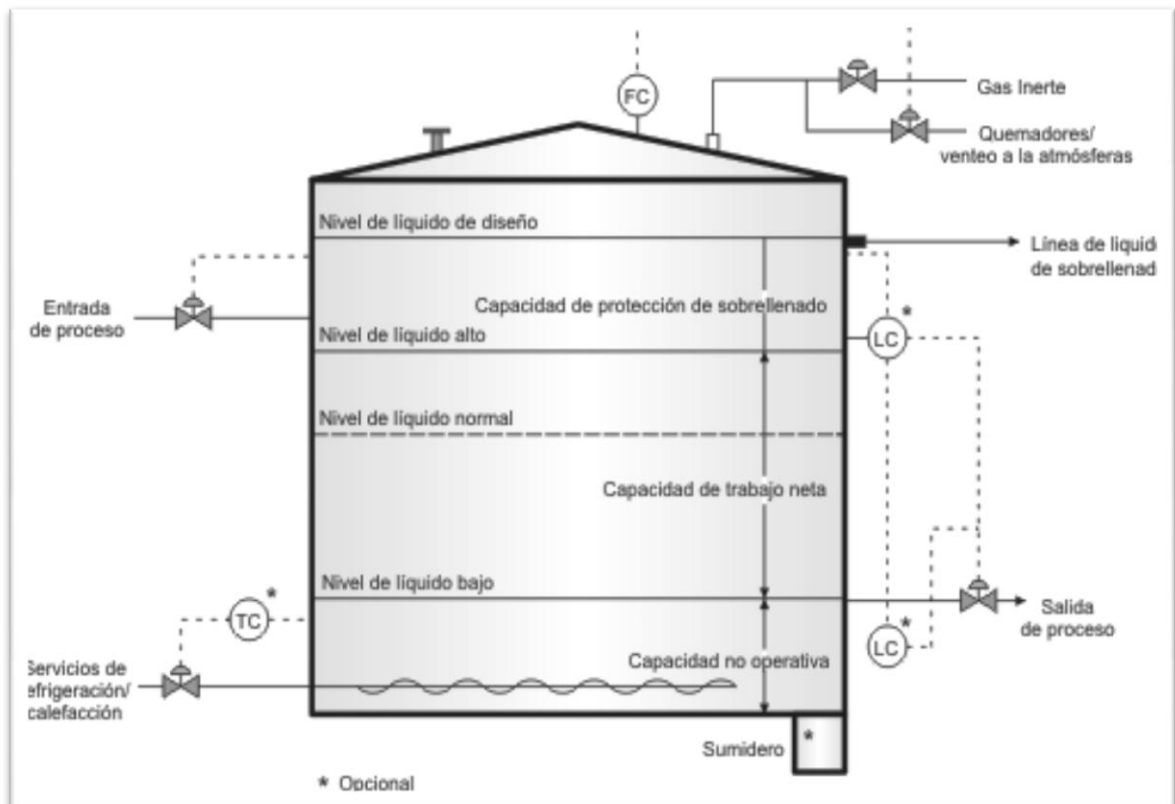


Fuente: Tomada y Modificada. TAVERA SALAMANCA Claudia Patricia. "Propuesta para estandarización del mantenimiento en tanques de almacenamiento API en refinería" Monografía de grado como requisito para optar al título de Especialista en Gerencia e Interventoría de Obras Civiles. Universidad Pontificia Bolivariana Bucaramanga, Escuela de Ingenierías – Facultad de Ingeniería Civil, 2010

4.1.1 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano.

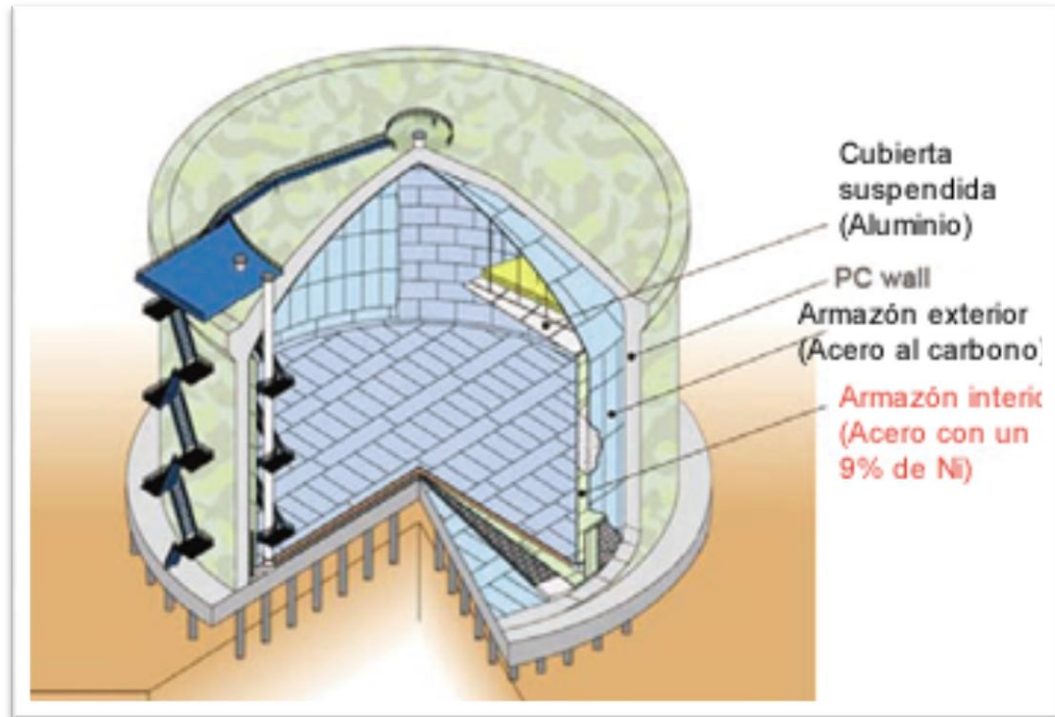
Este tipo de tanques permiten almacenar grandes cantidades volumétricas a bajo costo. Con la limitante que solo se puede usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas.

Figura 2. Tanques de Fondo Plano



Fuente: Almacenaje de fluidos. Tanques de almacenaje (storage tank). Disponible en: <http://www.textoscientificos.com/quimica/almacenaje/almacenaje-fluidos>

Figura 3. Corte Tanque Vertical de Fondo Plano

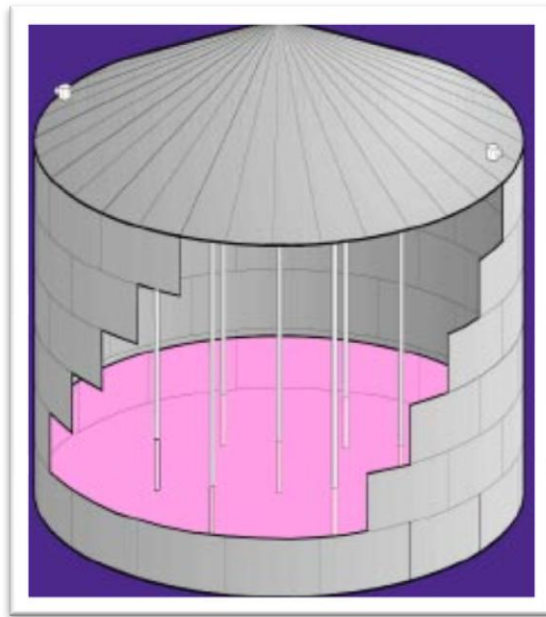


Fuente: KOBELCO. Técnica Destacada Vol.2. Disponible en: <http://www.kobelco-welding.jp/espanol/education-center/technical-highlight/vol02.html>

4.1.1.1 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano -

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

Figura 4. Tanques de Techo Fijo



Fuente: ESTRUCPLAN ON LINE. Protección contra descargas atmosféricas para tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=2803>

4.1.1.2 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano -

Techo Flotante: Se emplea para almacenar productos con alto contenido de volátiles como son: alcohol, gasolinas y combustibles en general. Este tipo de techo fue desarrollado para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación) y al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

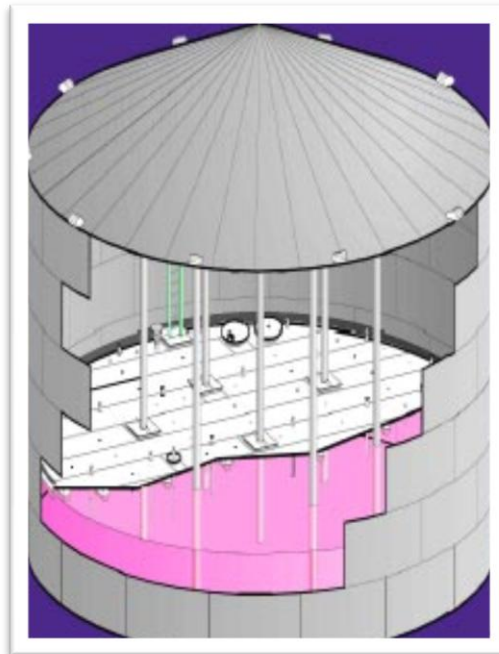
Puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso, entre la membrana y la envolvente del tanque, debe existir un sello.

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque.

Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional es que es autoparte, es decir; no necesita columnas que lo sostenga.

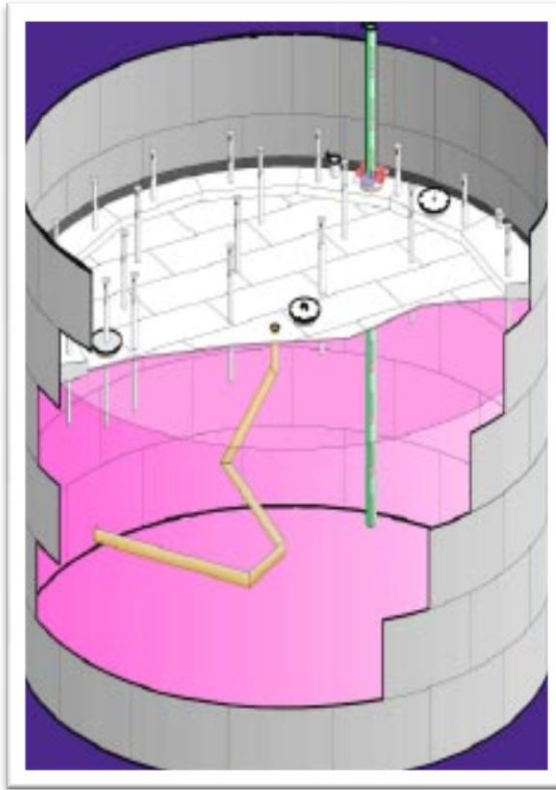
Esto evita el tener que perforar la membrana y se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano. Se montan en el suelo, lo que evita trabajos riesgosos en altura.

Figura 5. Tanques de Techo - Flotante Interno



Fuente: ESTRUCPLAN ON LINE. Protección contra descargas atmosféricas para tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=2803>

Figura 6. Tanques de Techo - Flotante Externo



Fuente: ESTRUCPLAN ON LINE. Protección contra descargas atmosféricas para tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=2803>

4.1.1.3 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano -

Sin techo: Se usan para almacenar productos en los cuales no es importante que éste se contamine o que se evapore a la atmósfera como el caso del agua cruda, residual, contra incendios, etc.

Figura 7. Tanques de Almacenamiento sin Techo



Fuente: REPSOL. Logística y almacenamiento. Disponible en: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/complejos/cartagena/conocenos/repsol-en-cartagena/nuestras-instalaciones/logistica-almacenamiento/

4.1.1.4 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano –

Esferas: Estos tanques de almacenamiento se construyen utilizando chapas de acero, sostenidas mediante columnas que deben ser calculadas para soportar el peso de la esfera durante la prueba hidráulica (pandeo).

Cuentan con una escalera para acceder a la parte superior para el debido mantenimiento de las válvulas de seguridad, telemedición, etc.

Sus soldaduras deben ser radiografiadas para descartar quiebres internos que se hubiese producido durante el montaje.

Como todo recipiente crítico a presión debe contar con doble válvula de seguridad independientes, doble sistema de lectura de niveles independientes, con una instalación contra incendios comprendida por rociadores, monitores e instalaciones de espuma.

Al igual que los cigarrillos todas las soldaduras deben ser radiografiadas para descartar fisuras internas que se hubieran producido durante el montaje.

En estos tanques los esfuerzos se distribuyen uniformemente. Los tanques de este tipo pueden resistir presiones internas hasta 7 kg/cm^2 , se usan principalmente para el almacenamiento de GLP.

Figura 8. Tanques de Almacenamiento Esferas



Fuente: QUIMINET. El uso de válvulas en los tanques de almacenamiento de petróleo. Disponible en: <http://www.quiminet.com/articulos/el-uso-de-valvulas-en-los-tanques-de-almacenamiento-de-petroleo-62158.htm>

4.1.1.5 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Verticales de Fondo Plano – Doble Pared: Son utilizados para almacenar Gas Natural Licuado (GNL), la cual trata el gas natural (principalmente metano) reducido o licuado mediante un proceso criogénico donde se disminuye su temperatura a -160°C , reduciendo así

su volumen a unas 600 veces y facilitando su almacenamiento y el transporte a través de buques metaneros hasta las plantas de regasificación.

Las condiciones de mantenimiento de un tanque criogénico son ejecutadas a través de personas con experiencia demostrable en mantenimiento ya que las condiciones de seguridad son de alto riesgo. Estos tanques pueden tener varios diseños: pueden ser de contención sencilla simple, de contención doble y de contención completa total. De todos ellos el más utilizado es el correspondiente al tanque de contención total siendo el más adoptado en las plantas.

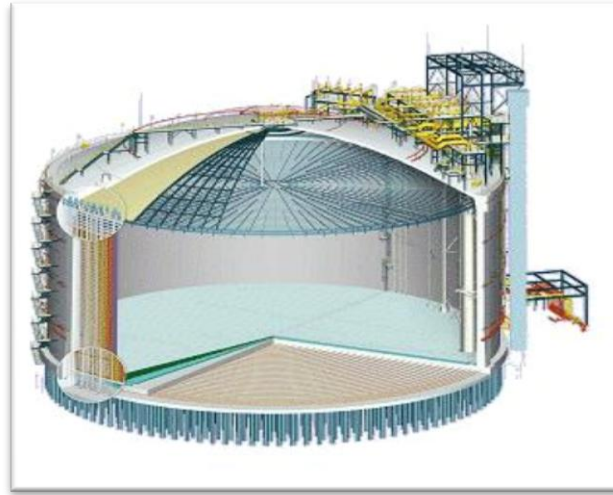
Los tanques de doble pared tienen una pared externa de hormigón armado, recubierto con acero al carbono y una pared interna de acero niquelado al 9%.

La seguridad y la resistencia son las condiciones primordiales que se deben tener en cuenta al momento de construir estos tanques.

Los tanques de almacenamiento verticales deben estar soportados al centro por cimientos contruidos a base de anillos de concreto, el ancho del anillo no deberá ser menor a 0.30 m en ningún caso. Estos anillos deben estar rellenos con arena o grava y la superficie del relleno deberá ser de concreto con una pendiente máxima del 2% de centro al extremo interior del anillo.

Se deberá prever que las cimentaciones destinadas para tanques conserven la verticalidad para que la operación de esta sea la adecuada.

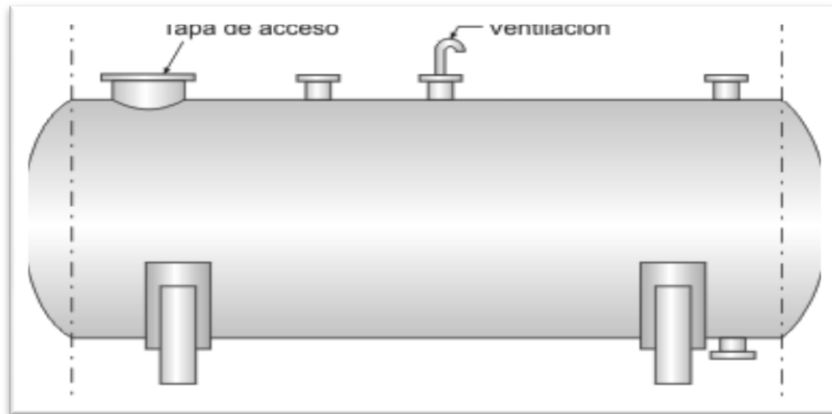
Figura 9. Tanque de Almacenamiento de Doble Pared



Fuente: Control de estabilidad y asentamiento en tanques LNG. Disponible en: http://www.sensores-de-medida.es/sensing_sl/APLICACIONES_1/Instrumentaci%C3%B3n-en-el-sector-energ%C3%A9tico_6/Control-de-estabilidad-y-asentamiento-en-tanques-LNG_106/

4.1.2 Tanques de Almacenamiento Cilíndricos Horizontales. Los recipientes horizontales (cigarros) se emplean hasta un determinado volumen de capacidad. Habitualmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión. Por lo general, se usan para almacenar volúmenes pequeños. Los recipientes de almacenamiento de forma horizontal se utilizan hasta un determinado volumen de capacidad. Para recipientes mayores se usan las esferas. Sus casquetes son toriesféricos, semielípticos o semiesféricos. Los tanques de almacenamiento cilíndricos horizontales se cimentan sobre bases (silletas) de concreto armado o acero estructural recubierto de un material anticorrosivo.

Figura 10. Tanques Cilíndricos Horizontales



Fuente: Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos37/almacenamiento-hidrocarburos/almacenamiento-hidrocarburos2.shtml>

El almacenamiento continúa siendo una actividad indispensable en el transporte de la industria petrolera⁵.

⁵ GOMEZ CABRERA, J. Ángel, BECERRIL CARDENAS, Francisco y FLORES SANCHEZ, Leobardo. Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie

Esta operación esta provista por un sistema de control y de revisión para el buen funcionamiento de los tanques y su almacenamiento, para ello debe cumplir con los estándares de ASTM (American Society for Testing and Materials), API (American Petroleum Institute), NFPA (National FIRE Protection Institute), STI (Stell Tank Institute), UL (Underwriters Laboratoios Inc. U.S.A) y ULC(Underwriters Laboratories of Canada), que se encargan de regular los procedimientos y materiales de fabricación, protección contra la corrosión, protección contra incendios, pruebas de hermeticidad, almacenamiento de líquidos, instalación, boquillas, refuerzos, operación y detección de fugas. ⁶

Para la elaboración de nuestra metodología es necesario tener en cuenta la norma **API Standard 653 (1991)**: Es aplicable a la inspección, reparación, alteración, desmontaje y reconstrucción de tanques horizontales o verticales, basándose en las recomendaciones del STD API 650.

Recomienda también la aplicación de las técnicas de ensayos no destructivos aplicables.

Estos estándares cubren el diseño, fabricación, inspección, montaje, ensayos y mantenimiento de los mismos y fueron desarrollados para el almacenaje de productos de la industria petrolera y petroquímica, pero su aceptación ha sido aplicada a la recolección y numerosos productos en otras industrias.

⁶ Ministerio del Ambiente, Ecuador. Estudio de Potenciales Impactos Ambientales y Vulnerabilidad Relacionadas con Sustancias Químicas y Tratamiento de desechos Peligrosos en el Sector Productivo del Ecuador. Capítulo 43 CIIU G-4661 pág. 472. El Almacenamiento de Petróleo y sus derivados

5. METODOLOGÍA

5.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE TANQUE

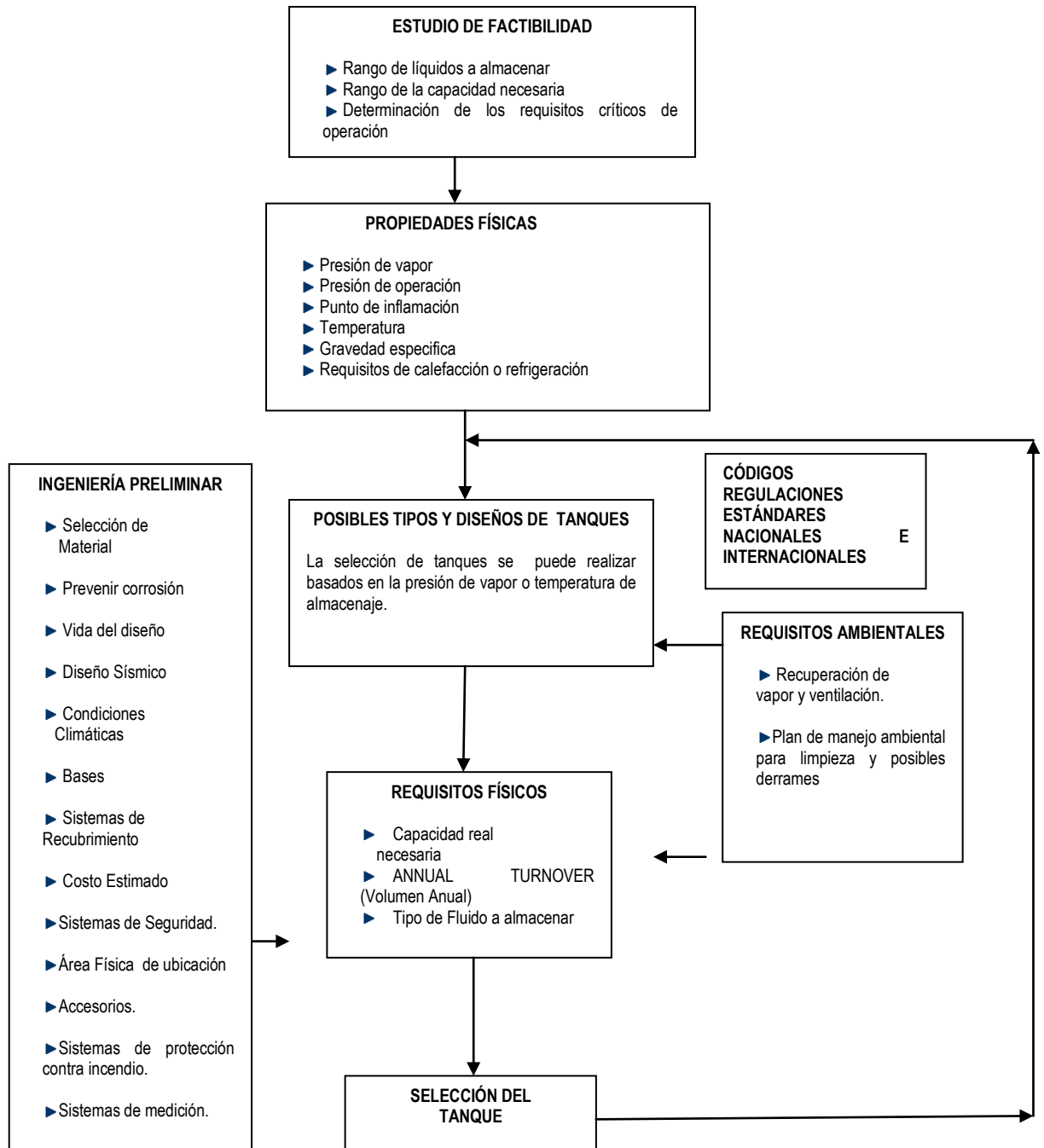
La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, su distribución y su utilización es evidente en la medida en que, se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular de las industrias y de los consumidores.

La selección del tipo y tamaño de tanque está regida por una serie de variables que permiten hacer una elección óptima hacia la mejora en la seguridad de mantener un abastecimiento apropiado y una optimización en las condiciones ambientales, el tipo de fluido a almacenar y la localización del tanque en los procesos de los campos de producción.

Una vez realizado el estudio de los tanques; sus características y utilidades, se estableció la selección a través del siguiente análisis de información, aplicando los criterios como se muestra en la Figura.

5.1.1 Criterios de Selección

Figura 11 Criterios de selección



5.1.2 Tanques Seleccionados. De acuerdo a lo anterior y teniendo en cuenta los criterios y su utilidad en la industria Colombiana se selecciona los tanques cilíndricos de techo fijo y de techo flotante, debido a que estos son los más usados para el almacenamiento de los hidrocarburos.

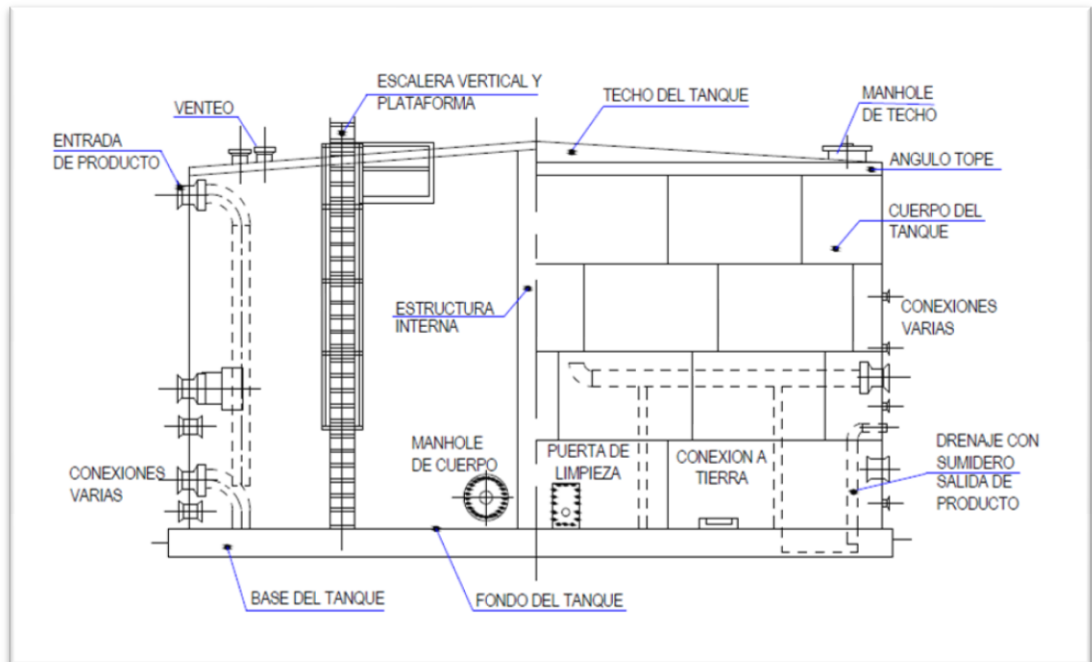
5.1.2.1 Tanques de Techo Fijo

Los **tanques de techo fijo** sirven para almacenar petróleo crudo o productos que tengan una presión relativamente baja, es decir, aquellos que no tengan tendencia de producir vapores a la temperatura ambiente. Constan de un fondo plano, una pared cilíndrica y un techo fijo soportado y auto soportado.

Tanques de techo fijo soportados son aquellos cuyo techo cónico están sustentados sobre estructuras metálicas que comprenden sistemas de vigas y columnas para sostener el techo cuando el tanque es de mayor tamaño.

Tanques de techo fijo auto soportados son aquellos tanques cuyos techos se apoyan directamente sobre el cuerpo del mismo, razón por la cual, suelen tomar forma de domo o paraguas. Operan con un espacio para los vapores, el cual cambia a medida que varía el nivel de líquido.

Figura 12 Tanques de techo fijo



Fuente: Tomada de GONZA SÁNCHEZ, Víctor Hugo. "Diseño y Calculo de un Tanque para Almacenamiento de Petróleo para 3000 BBLs". Tesis de Grado para obtención de título de Ingeniero Mecánico. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería Mecánica, Riobamba – Ecuador 2014.

Las ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que en el interior se mantenga a la presión atmosférica sin embargo se producen pérdidas de vaporización.

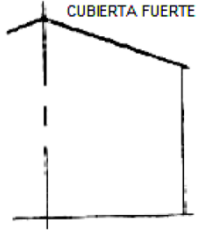
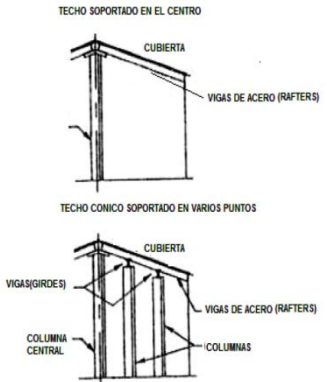
La clara desventaja de este tipo de techos, es la perdida permanente de vapores por los venteos, cuando un producto volátil se almacena en un tanque de techo fijo libremente ventilado; la concentración de vapores volátiles en el espacio de vapor variara dependiendo de las condiciones de presión y temperatura en las que se está trabajando, con las consecuentes perdidas de producto.

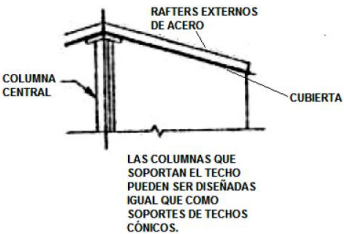
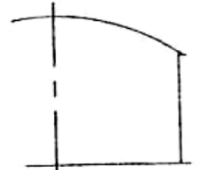
Este efecto se produce por la respiración del tanque, cuando esté se llena y el vapor sobre el líquido se desplaza a la atmosfera, así mismo cuando se vacía entra aire al interior del recipiente y se origina una evaporación posterior.

• **Clases de Techo Fijo - Ventajas y Desventajas**

En la siguiente tabla se muestra las ventajas y desventajas de las diferentes clases de techos fijos:

Tabla 1. Ventajas y Desventajas de Techo Fijo

CLASE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p><u>TECHO CÓNICO AUTOSOPORTADO</u></p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mínimas obstrucciones internas. 2. Relativamente económico. 3. Adecuado para proteger internamente. 4. Fácil la transformación a tanques de techo flotante. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pueda que requiera para el techo láminas fuertes. 2. Solo es adecuado para tanques pequeños.
 <p><u>TANQUE DE TECHO CÓNICO SOPORTADO</u></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño estructural simple 2. Mínimas obstrucciones internas 3. Relativamente económico 4. Fácil la transformación a tanques de techo flotante <ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño estructural simple 2. Relativamente económico 3. Adecuado para cualquier diámetro 4. Puede tener un venteo de emergencia 	<ol style="list-style-type: none"> 1. No es ideal para proteger internamente 2. El diámetro del tanque está limitado por la longitud de la viga (rafters) <ol style="list-style-type: none"> 1. Mala protección interna 2. Demasiadas obstrucciones 3. Dificulta la inspección 4. Hace costoso la transformación en tanques de techo flotante

 <p>TANQUE DE TECHO CÓNICO SOPORTADO EXTERNAMENTE</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Iguales ventajas para los apoyo del centro como apoyo del techo cónico 2. Mínimas obstrucciones internas 3. Buen recubrimiento interno 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Iguales desventajas ventajas para los apoyo del centro como apoyo del techo cónico 2. Más costosos que los soportado internamente 3. No es frágil
<p>TANQUE DE TECHO DE DOMO O SOMBRILLA</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Excelente diseño para recubrir internamente 2. Excelente diseño para servicio de alta corrosión como por ejemplo el sulfuro 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Más costoso que los tanques cónicos 2. Adecuados solo para tanques pequeños y medianos 3. La cubierta del techo solo se apoya por la estructura interna del techo, excepto cuando el diámetro del tanque es muy grande 4. No es adecuado para tanques de alta presión de vapor 5. No es frágil

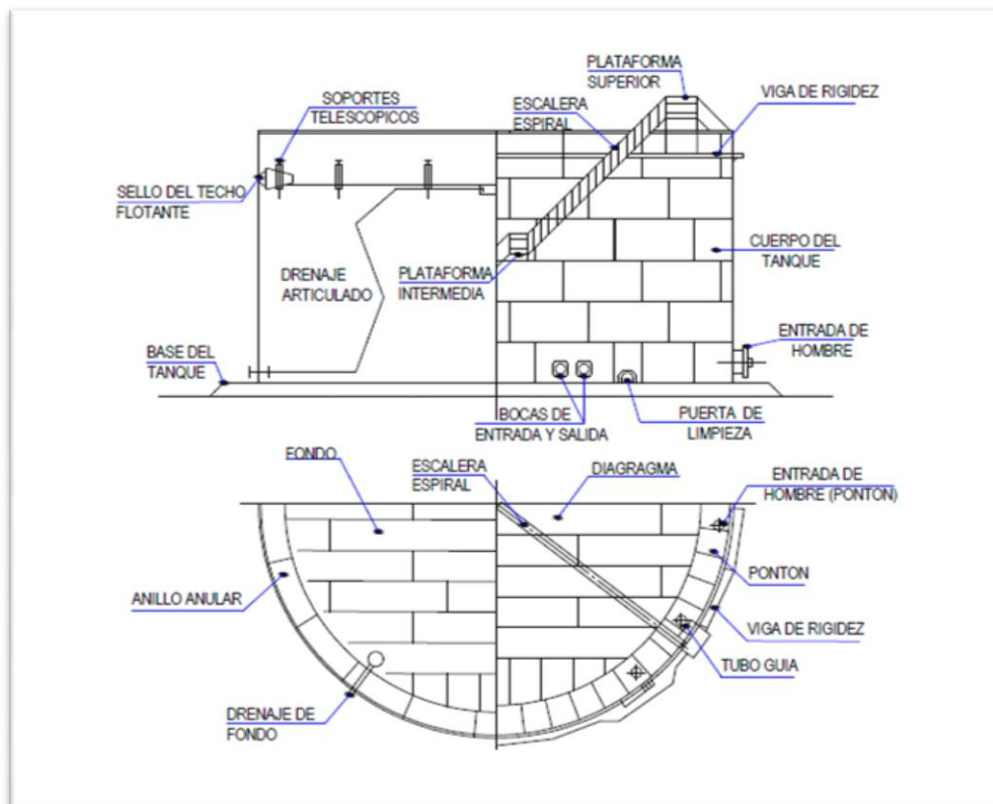
Fuente: Tomada de Manual de Inspección, Mantenimiento y Reparación de Tanques Atmosféricos API 653 – Ecopetrol

5.1.2.2 Tanques de Techo Flotante

Los **tanques de techo flotante** se utilizan para almacenar combustibles de alto punto de destilación como la gasolina y combustibles en general, reduciendo o extinguiendo la cámara de aire o espacio libre entre el espejo de líquido y el techo, así mismo permite un medio aislante para la superficie de líquido disminuyendo la transferencia de calor al producto almacenado en el momento en que la

temperatura ambiental es alta. Este tipo de tanque es más costoso y complicado de construir. Su construcción se justifica, cuando se van a almacenar productos con un alto punto de inflamación y se desean reducir las pérdidas por la evaporación.

Figura 13 Tanque de techo flotante

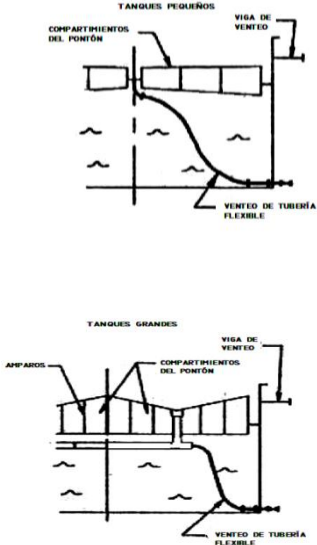
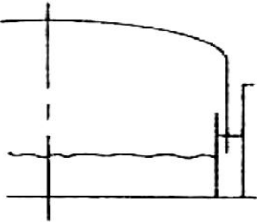


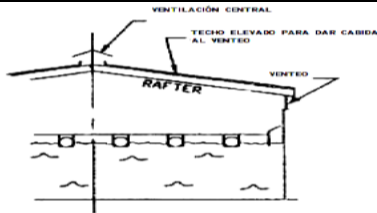
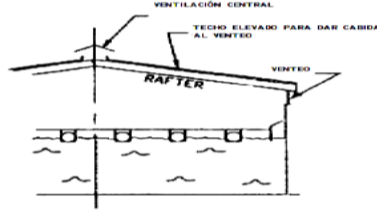
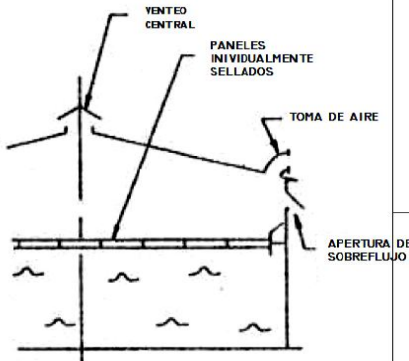
Fuente: Tomada de GONZA SÁNCHEZ, Víctor Hugo. “Diseño y Calculo de un Tanque para Almacenamiento de Petróleo para 3000 BBLs”. Tesis de Grado para obtención de título de Ingeniero Mecánico. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería Mecánica, Riobamba – Ecuador 2014

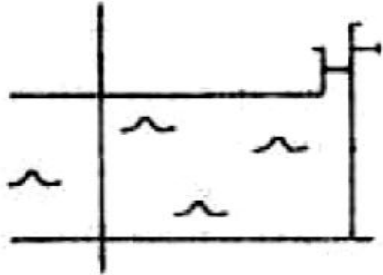
En la siguiente tabla se muestra las ventajas y desventajas con las clases de tanques de techo flotante.

- **Clasificación de techos flotantes - ventajas y desventajas**

Tabla 2. Ventajas y Desventajas de Techo Flotantes

TIPOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p><u>TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA</u></p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fácil de recubrir (Si se necesita) 2. Estructura muy fuerte 3. Adecuado para altas presiones de vacío 4. Se puede reparar en servicio sus accesorios 5. No hay fugas en el techo o en el sistema de drenaje 6. Buena flotabilidad 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Más costoso que el techo de pontón para diámetros entre 20' – 170' 2. Pierde su capacidad debido a la gran cantidad de altura libre requerido para el peso
<p><u>TECHO FLOTANTE DOMO, PARA LA CONSERVACIÓN DE VAPOR</u></p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduce o evita la necesidad de gas extra 2. Puede ser utilizado como soporte de gas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Costoso en la construcción y mantenimiento 2. Tiene problemas de corrosión en el área de sello a menos que se recubra

	TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 	<p>Techos flotantes internos con ventilación en la parte superior del casco</p>	<p>Buena ventilación maximiza la capacidad del tanque</p>	<p>Más costoso que el tanque de techo de pala</p>
	<p>Techos flotantes internos con venteo en el techo y vertedero en el casco</p>	<p>Adecuado para adecuación Económico al instala</p>	<p>1 - 1/2' de pérdida en la capacidad del tanque</p>
	<p>Techo flotantes internos de aluminio suspendido</p>	<p>Diseño interno económico Puede ser instalado un registro de inspección en el casco Adecuado para altas presiones de vapor Instalación rápida sobre el terreno</p>	<p>Estructura muy débil El aluminio tiene limitaciones de tipo de servicio No es adecuado para servicio de alta viscosidad Expectativa de vida corta que el acero</p>

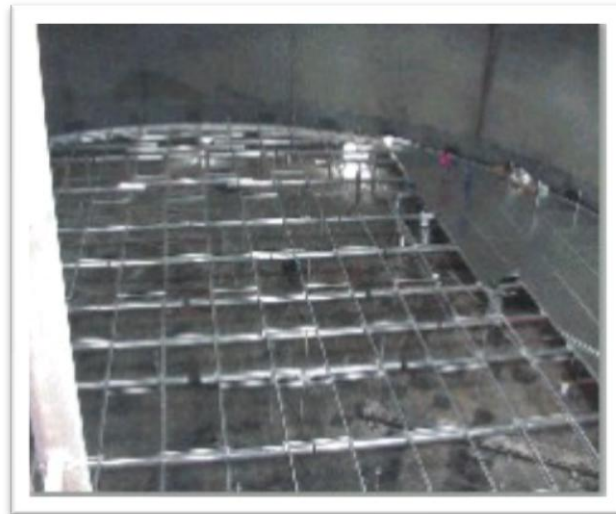
	<p>Techos flotantes de contacto interno de aluminio</p>	<p>Puede ser instalado un registro de inspección en el casco</p> <p>Adecuado para altas presiones de vapor</p> <p>Instalación rápida sobre el terreno</p> <p>Fácil de reparar que el de aluminio suspendido</p> <p>Más fuerte que el de aluminio suspendido</p> <p>Menos propenso a hundirse</p>	<p>El aluminio tiene limitaciones de tipo de servicio</p> <p>Expectativa de vida corta</p>
	<p>Techo flotante interno tipo bandeja (pan)</p>	<p>Bajo costo</p>	<p>Extremadamente vulnerable a hundirse o volcarse</p>

Fuente: Tomada de Manual de Inspección, Mantenimiento y Reparación de Tanques Atmosféricos API 653 – Ecopetrol

5.1.2.3 Componentes de los tanques atmosféricos de Techo Fijo y Techo Flotante

- **Pontones:** son cilindros estancos que flotan sobre el espejo del producto y sustentan el techo. No debe ser un componente estructural del techo sometido a esfuerzos, ya que esto produciría una incisión y su posterior hundimiento.

Figura 14 Pontones de un tanque de techo flotante



Fuente: Técnicas energéticas. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.slideshare.net/RonaldTellezChoque/tanques-de-almacenamientodehidrocarburos1c07>

- **Sellos:** se encargan de minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y el envoltente del tanque. Normalmente existen dos tipos de sello que deben ser instalados en tanques de techo flotante. Sellos primarios y sellos secundarios.

- **Sellos primarios:** Tienen como función minimizar la pérdida de vapor, centralizar el techo flotante; el cierre primario podría ser metálico (sello mecánico tipo zapata) o no metálico (punta elástica de relleno).

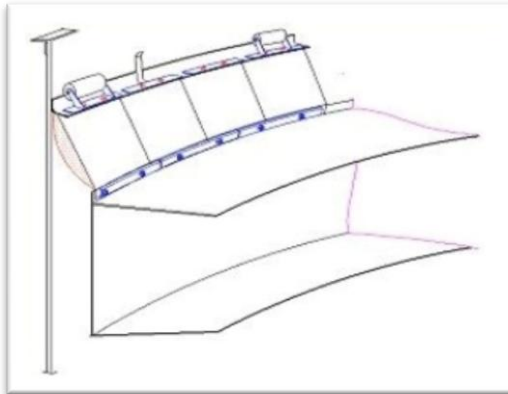
Figura 15. Sello Primario



Fuente: Sellos primarios. Disponible en: http://www.baillietank.com/sp_seals.htm#

- **Sellos secundarios:** Este sello va montado sobre el sello primario y protege de efectos ambientales tales como la lluvia, ceniza, granizo, sedimentos externos. Consta de placas de acero adheridas a la pared del tanque y alrededor del techo flotante.

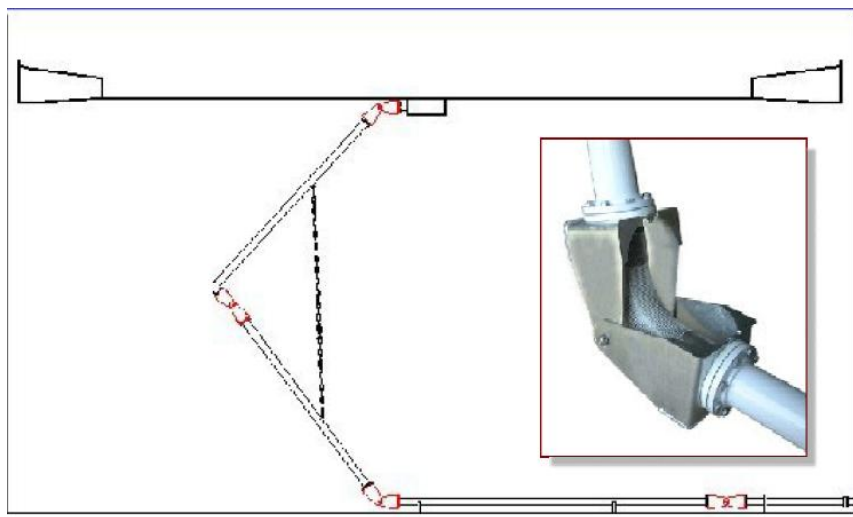
Figura 16. Sellos Secundarios



Fuente: Técnicas energéticas. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.slideshare.net/RonaldTellezChoque/tanques-de-almacenamientodehidrocarburos1c07>

- **Drenaje:** es un sistema diseñado para sumergir dentro de tanques de almacenamiento para drenar el agua lluvia en tanques con techo flotante

Figura 17. Drenaje de techo Flotante



Fuente: Técnicas energéticas. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.slideshare.net/RonaldTellezChoque/tanques-de-almacenamientodehidrocarburos1c07>

- **Fondos:** Su función es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base. Son fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo, esto se hace posible, porque se encuentra soportado por una base de concreto, arena o asfalto, los cuales soportara el peso de la columna del producto; se forman con placas traslapadas con el fin de absorber las deformaciones sufridas por el fondo si las placas fueran soldadas a tope.

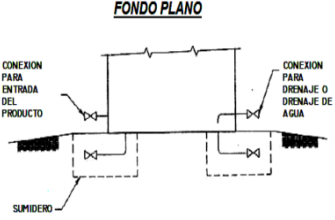
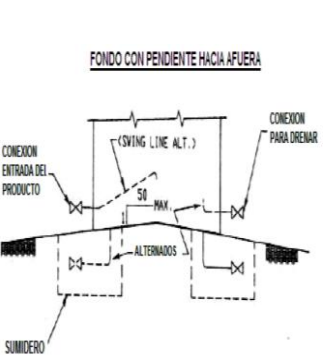
Los parámetros del diseño del fondo del tanque deben estar de acuerdo a lo estipulado en la Norma API 650 (Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento).

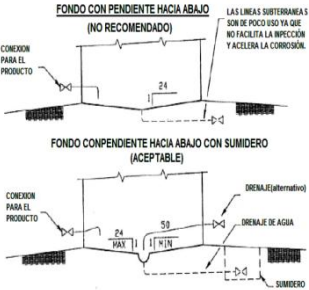
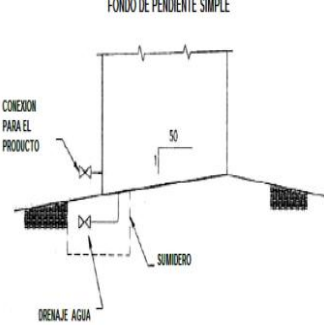
Cuando el anillo inferior del cuerpo se haya diseñado usando esfuerzos admisibles de los materiales en los grupos IV, IVA, V o VI, se debe usar una lámina anular en el fondo unida con soldadura a tope. Cuando el anillo interior del cuerpo es de materiales de los grupos IV, IVA, V o VI y el máximo esfuerzo por producto para el primer anillo del cuerpo es menor o igual que 160 MPa (23.200 psi) o el máximo esfuerzo de prueba hidrostática es menor que 172 MPa (24.900 psi), se puede usar el fondo con soldaduras traslapadas en lugar de una platina anular en el fondo unida con soldadura a tope.

Las láminas anulares del fondo deben tener un ancho radial que suministre al menos 600 mm (24 in) , entre el interior del cuerpo y cualquier junta traslapada del resto del fondo y al menos 50 mm (2 in) de proyección por el exterior del cuerpo.

– Clasificación de Fondos - Ventajas y Desventajas

Tabla 3. Ventajas y Desventajas de Fondos

TIPO	APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 <p>FONDO PLANO</p> <p>CONEXION PARA ENTRADA DEL PRODUCTO</p> <p>CONEXION PARA DRENALJE O DRENALJE DE AGUA</p> <p>SUMIDERO</p>	<p>Generalmente se utiliza para tanques pequeños de diámetro menor de 20 ft, ideal para armar en campo, tanques de medición, tanques de tratamiento y ampliamente usado en la industria de la química.</p>	<p>Fabricación simple y económica e instalación de tamaños pequeños</p> <p>Las conexiones del fondo son accesibles para realizar mantenimiento e inspección</p>	<p>Dificulta completamente drenar debido a asentamiento de la base y deformación de las láminas del fondo</p> <p>Un sifón no drenará completamente y se deberá limpiar el fondo</p>
 <p>FONDO CON PENDIENTE HACIA AFUERA</p> <p>CONEXION PARA ENTRADA DEL PRODUCTO</p> <p>CONEXION PARA DRENAR</p> <p>SUMIDERO</p> <p>(SWING LINE ALT.)</p> <p>50 MAX</p> <p>ALTERNADOS</p>	<p>Es el más usado excepto para tanques pequeños</p> <p>Es utilizado en la industria del petróleo</p>	<p>Poco probable recoger agua debajo del fondo que el tanque del fondo plano o fondo de cono hacia adentro</p> <p>Tiene mejor drenaje que el fondo plano</p> <p>Permite incrementar la pendiente según el fondo del tanque</p> <p>Ideal para sustancias con mayor densidad que el agua</p>	<p>Tiene menos capacidad de almacenamiento que el fondo de cono hacia adentro</p> <p>No drena la línea periférica baja.</p>

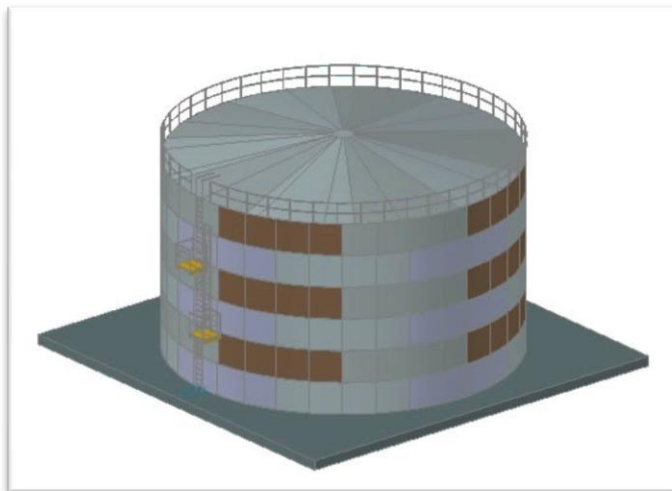
TIPO	APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 <p>FONDO CON PENDIENTE HACIA ABAJO (NO RECOMENDADO)</p> <p>LAS LINEAS SUBTERRANEAS SON DE POCO USO YA QUE NO FACILITA LA INSPECCION Y ACELERA LA CORROSION.</p> <p>FONDO CON PENDIENTE HACIA ABAJO CON SUMIDERO (ACEPTABLE)</p>	<p>Ideal para productos refinados donde tiene contacto mínimo el producto con el agua. (Tanques con diámetros mayor de 20ft)</p>	<p>Fácil de construir</p> <p>Bueno para tanques con frecuente cambio de productos y donde el drenaje completo de agua sea requerido</p> <p>El drenado es completo</p> <p>El sumidero reduce el área de contacto del agua con el producto y el fondo</p>	<p>Atrae problemas de corrosión debido a la recolección de agua debajo de las láminas de fondo</p> <p>Requiere tuberías internas hasta el centro del tanque</p> <p>Reducción de capacidad de almacenamiento debido a los asentamientos diferenciales</p>
 <p>FONDO DE PENDIENTE SIMPLE</p>	<p>Ideal para tanques de diámetros menor de 100ft</p> <p>Apto para tanques con cambio frecuente de productos y donde sea requerido el drenaje completo de agua</p>	<p>El drenaje ha mejorado y el fondo de pendiente hacia arriba como el fondo plano</p> <p>Las conexiones del fondo son accesibles para inspeccionar y para realizar mantenimiento</p>	<p>La instalación es más costosa que el fondo de pendiente hacia arriba o fondo de pendiente hacia abajo debido al costo de la base y la instalación del casco.</p> <p>Pendiente de poca profundidad hace que el tanque tenga problemas de sedimentación. Los sedimentos pueden formar paquetes de agua que no se puedan drenar.</p>

Fuente: Tomada de Manual de Inspección, Mantenimiento y Reparación de Tanques Atmosféricos API 653 – Ecopetrol

- **Cuerpo del Tanque:** Corresponde a las paredes de formas cilíndricas del tanque, formado por varios anillos circulares, que ubicados uno a continuación del otro suma la altura total del cuerpo del tanque.

El espesor requerido de las láminas del cuerpo debe ser el mayor entre el espesor requerido de producto del cuerpo incluyendo la tolerancia de corrosión y el espesor requerido de prueba hidrostática del cuerpo.

Figura 18. Cuerpo de tanque de Almacenamiento



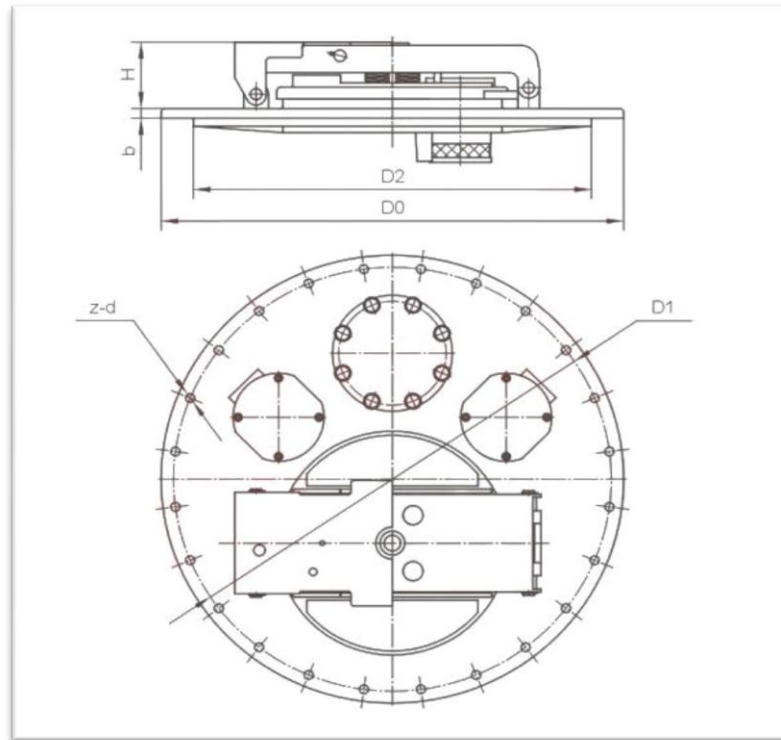
Fuente: Tanque reservorio 3d. Disponible en: http://www.bibliocad.com/biblioteca/tanque-reservorio-3d_44643

Los tanques cuentan con accesorios y elementos estandarizados para su normal funcionamiento, los elementos más importantes se listan a continuación:

- **Manhole:** Son accesorios instalados en el primer anillo o techo de los tanques atmosféricos; los cuales van normalmente soldados con tapa bridada y sirven para tener acceso al interior del tanque. Se encuentran en diámetros de 500mm (20in), 600mm (30in), 900mm (36in), pero la norma API 650 recomienda un

diámetro de 600mm (24in). El diseño de este componente se hace basados en la norma API 650 sección 3.7.4

Figura 19. Manholes



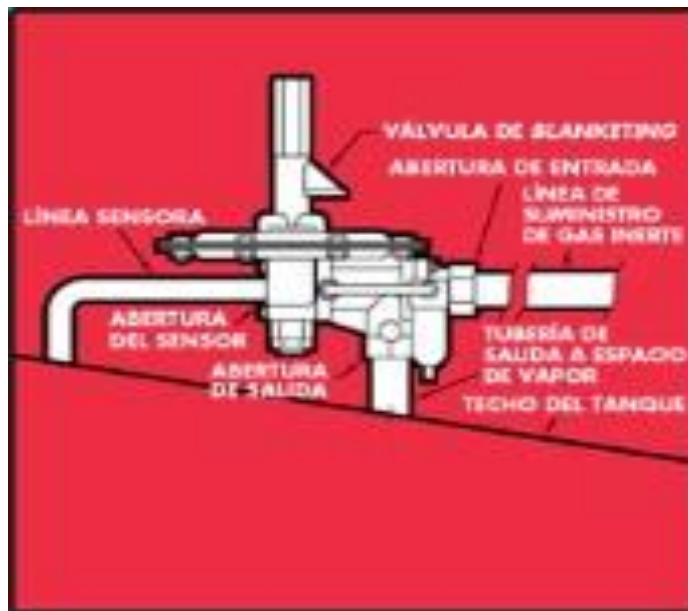
Fuente: Zhejiang Jialong Mechanical Equipment Co., Ltd. 20 "de aluminio Truck Cubierta de boca redonda Tanque (C801A-560). Disponible en: http://es.made-in-china.com/co_cnjlme/product_20-Aluminum-Round-Tank-Truck-Manhole-Cover-C801A-560-_eueiheuyg.html

- **Válvula de presión – vacío (pv):** Es el dispositivo de presión instalado en los tanques atmosféricos con techo fijo, diseñado para ventear vapores de hidrocarburos del tanque durante el llenado y admitir aire durante el vaciado del producto almacenado.

El objeto es evitar daños en el tanque por la diferencia de presión positiva o negativa con respecto a la presión atmosférica y reducir pérdidas por evaporación de los líquidos volátiles almacenados en tanques de techo fijo.

Estas válvulas deben ser localizadas en el punto más alto del tanque. Pero algunos fabricantes y usuarios prefieren que las válvulas de venteo sean instaladas cerca al perímetro del tanque y adyacente a la escalera o plataformas para permitir realizar más fácilmente la inspección y mantenimiento.

Figura 20. Válvulas de presión



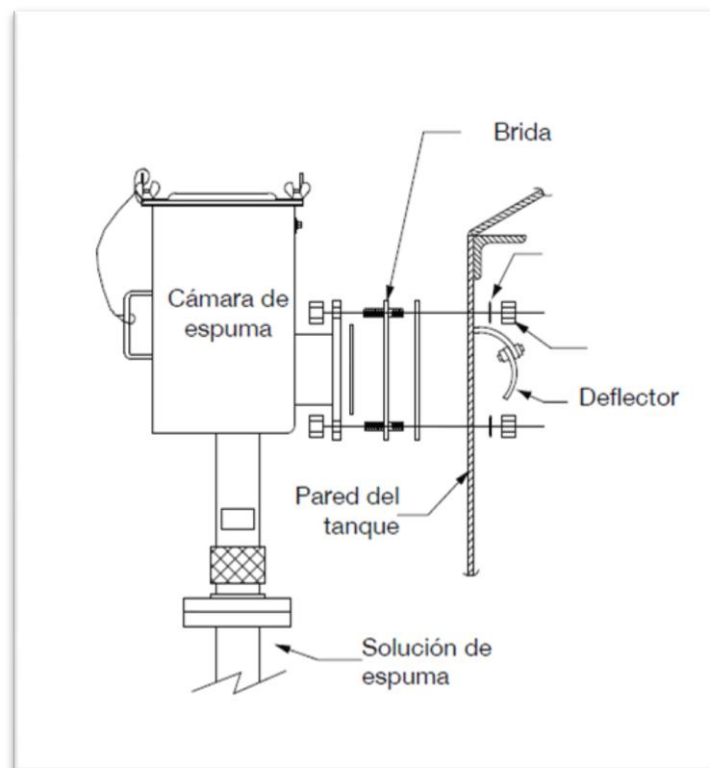
Fuente: Protectoseal. Blanketing. Disponible en: http://www.protectoseal.com/spanish/vaporFlame/tank_blanketing.cfm

- **Cámara de espuma:** Son dispositivos que se instalan permanentemente en los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles, cuya función es la de producir espuma a base de aire – agua – líquido espumante como medio utilizado para el combate de incendios.

En el interior de la cámara se forma la espuma antes de depositarse sobre la superficie del líquido; dentro del cuerpo de este dispositivo se encuentra un sello que impide que el líquido y los vapores del producto almacenado entren en la línea de alimentación de la solución.

El deflector de la cámara se diseña para dirigir el flujo de espuma horizontalmente sobre las paredes del tanque, con esto se reduce su velocidad de caída, impidiendo que se ocasione un chapoteo, esto provoca que el depósito de la espuma sea suave, aumente la eficiencia y ayude a evitar su destrucción.

Figura 21 Cámara de Espuma



Fuente: Tomado de Manual de Instalaciones contra Incendio Demsa, Septiembre 2015

- **Escalera acceso al tanque:** El acceso al tanque es un importante elemento ya que se debe diseñar para disminuir accidentes, ayuda para responder ante una emergencia y acceder a realizar limpieza, revisiones o reparaciones en su interior. Encontramos varios tipos de escaleras:
 - Escaleras verticales: son usadas internamente en tanques de techo flotante y acceso externo en tanques pequeños
 - Escaleras móviles: provee acceso externo al tanque de techo flotante, es un requisito para suministrarse en tanques API 650
 - Escalera en espiral: estas escaleras son las más utilizadas para acceder a los tanques externamente; este tipo de escalera es de fácil de fabricación e instalación, se monta en el contorno del casco que va desde el fondo hasta el nivel del techo
 - Escaleras radiales: son usadas para tanques de gran diámetro.

Según la API 650, las escaleras deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Todas las partes de las escaleras deben ser metálicas
- El ancho mínimo de las escaleras será de 610mm (24 pulgadas)
- El ángulo máximo entre las escaleras y una línea horizontal será de 50°
- El ancho mínimo de los peldaños será de 203mm (8 pulgadas). La elevación será uniforme a todo lo largo de la escalera.
- Los peldaños deberán estar hechos de rejilla o material anti derrapante
- La superior de la reja deberá estar unida al pasamanos de la plataforma sin margen y la altura, medida verticalmente desde el nivel del peldaño hasta el borde del mismo desde 762 a 864mm (30 a 34 pulgadas)
- La distancia máxima entre los postes de la rejilla medidos a lo largo de la elevación es de 2.438mm (96 pulgadas)
- La estructura completa será capaz de soportar una carga viva concentrada de 453 Kg. (1,000 lb), y la estructura del pasamanos deberá ser capaz de soportar

una carga de 90 kg, (200 lb), aplicada en cualquier dirección y punto del barandal.

- Los pasamanos deberán estar colocados en ambos lados de las escaleras rectas; éstos serán colocados también en ambos lados de las escaleras circulares cuando el claro entre cuerpo – tanque y los largueros de la escalera excedan 203 mm (8 pulgadas)
- Las escaleras circunferenciales estarán completamente soportadas en el cuerpo del tanque y los finales de los largueros apoyados en el piso.

Figura 22. Escaleras del Tanque



Fuente: HEIDELBERGER, Mark. Tipos de tanques de techo flotantes. Disponible en: http://www.ehowenespanol.com/tipos-tanques-techo-flotantes-info_275213/

- **Ventana de limpieza:** Son diseñadas de acuerdo a la Norma API 650 sección 3.3.7, permite el ingreso de personal para realizar tareas de mantenimiento y limpieza para retirar lodos acumulados en el interior del tanque.

- **Anillo de Concreto:** Aro perimetral de hormigón sobre el que se apoya el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de las planchas de piso del tanque.
- **Boquilla:** Orificio practicado en un tanque para la entrada y/o salida de un fluido o la instalación de un instrumento de medición, generalmente son bridadas o roscadas. Todos los tanques de almacenamiento deberán estar provistos de boquillas.
- **Brida:** Elemento mecánico para acoplamiento de tuberías y accesorios por medio de espárragos, que facilita el armado y desarmado de las mismas.
- **Cubeto:** Es el área alrededor del tanque diseñada para contener el 10% más de la capacidad máxima del tanque. En caso de haber más de un tanque dentro del cubeto, el mismo deberá ser capaz de contener la capacidad máxima del tanque más grande, más del 50% de la capacidad total de los tanques restantes. Dicho cubeto estará delimitado por un muro o dique. Los tanques de 10.000 m³ de capacidad o mayores deberán ubicarse en cubetos individuales.

5.2 ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS EXISTENTES

Dentro del tipo de técnicas que apoyan el mantenimiento preventivo de tanques existen las siguientes:

5.2.1 Inspección visual. Es una técnica utilizada para detectar defectos y corrosión a simple vista. La inspección visual es la técnica más antigua entre los Ensayos No Destructivos, y también la más usada por su versatilidad y su bajo costo. En ella se emplea como instrumento principal, el ojo humano, el cual es

complementado frecuentemente con instrumentos de magnificación, iluminación y medición.

No se requiere de un gran entrenamiento para realizar una inspección visual correcta, pero los resultados dependerán en buena parte de la experiencia del inspector, y de los conocimientos que éste tenga respecto a la operación, los materiales y demás aspectos influyentes en los mecanismos de falla que el objeto pueda presentar.

5.2.1.1 Inspección Visual Directa: El examen visual directo puede efectuarse usualmente cuando el acceso es suficiente para colocar el ojo dentro de 24 pulgadas (610mm) de la superficie que está siendo examinada y a un ángulo no menor de 30 grados. Pueden ser usados espejos para mejorar el ángulo de visión.

5.2.1.2 Inspección Visual Indirecta: En algunos casos, la inspección visual indirecta puede ser sustituto de la inspección directa. La inspección visual indirecta utiliza instrumentos auxiliares tales como espejos, telescopios, boroscopios, fibra óptica.

5.2.1.3 Ventajas de la Inspección Visual

- Es económica
- En sus aplicaciones se necesitan de pocos equipos
- El entrenamiento del personal es pequeño

5.2.1.4 Desventajas de la Inspección Visual

- Es limitada solamente a condiciones externas y superficiales del área de trabajo a analizar

5.2.2 Inspección radiográfica. Es un método de inspección que sirve para detectar defectos internos en los materiales de piezas metálicas de fundición, forjas, partes maquinadas, recipientes a presión, estructuras de puentes, edificios, industria petroquímica e industria alimenticia.

El método consiste en colocar películas radiográficas en los materiales a inspeccionar haciendo pasar a través de ellos algún tipo de radiación. Si existen defectos, estos serán detectados en las películas radiográficas una vez sean reveladas.

Es un método de prueba no destructiva que utiliza la radiación para penetrar un objeto y registrar la imagen en una película.

5.2.2.1 Ventajas

- Pueda usarse en materiales metálicos y no metálicos, ferrosos y no ferrosos.
- Proporciona un registro permanente de la condición interna de un material.
- Es más fácil poder identificar el tipo de discontinuidad que se detecta.
- Revela discontinuidades estructurales y errores de ensamble.

5.2.2.2 Limitaciones

- Difícil de aplicar en piezas de geometría compleja o zonas poco accesibles.
- La pieza o zona debe tener acceso en dos lados opuestos.
- No detecta discontinuidades de tipo laminar.
- Se requiere observar medidas de seguridad para la protección contra la radiación.

5.2.3 Inspección con ultrasonido. Este método se utiliza para identificar y caracterizar daños internos, pero también para medir espesores residuales. Es muy sensible a las grietas, pero se dificulta la inspección en lugares muy pequeños de las piezas.

La inspección por ultrasonido es un método no destructivo 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 y sub-superficie. Las ondas de sonido viajan a través del material disminuyéndose paulatinamente y son reflejadas a la interface.

El haz reflejado es mostrado y analizado para definir la presencia y localización de fallas y discontinuidades. El grado de reflexión depende grandemente en el estado físico de los materiales que forman la interface. Por ejemplo: las ondas de sonido son reflejadas casi totalmente en las interfaces gas/metal. Por otro lado existe una reflectividad parcial en las interfaces metal/sólido. Grietas, laminaciones, poros, socavados y otras discontinuidades que producen interfaces reflectivas pueden ser detectadas fácilmente. Inclusiones y otras partículas extrañas pueden ser también detectadas causando baja reflexión.

5.2.3.1 Ventajas

- Con esta técnica se detecta discontinuidades superficiales y sub superficiales
- Se puede delinear claramente el tamaño de la discontinuidad su localización y orientación
- Solo se requiere acceso por un lado del material a inspeccionar
- Tiene alta capacidad de penetración y los resultados de prueba son conocidos inmediatamente

5.2.3.2 Desventajas

- Es limitado por la geometría, estructura interna, espesor y acabado superficial de los materiales sujetos a inspección.
- Localiza mejor aquellas discontinuidades que son perpendiculares al haz del sonido
- Las partes pequeñas o delgadas son de difícil inspección por este método
- El equipo puede ser costoso dependiendo del nivel de sensibilidad y tecnología requerida
- El personal debe estar calificado y requiere de un buen entrenamiento y experiencia para aplicar este método de inspección.
- Requiere de patrones de referencia y generalmente no proporciona un registro permanente.

5.2.4 Partículas Magnéticas. La aplicación del ensayo de Partículas Magnéticas consiste básicamente en magnetizar la pieza a inspeccionar, aplicar las partículas magnéticas (polvo fino de limaduras de hierro) y evaluar las indicaciones producidas por la agrupación de las partículas en ciertos puntos.

Este proceso varía según los materiales que se usen, los defectos a buscar y las condiciones físicas del objeto de inspección. Para la magnetización se puede utilizar un banco estacionario, un yugo electromagnético, electrodos o un equipo portátil de bobina flexible, entre otros. Se utilizan los diferentes tipos de corrientes (alterna, directa, semi-rectificada, etc.), según las necesidades de cada inspección. El uso de imanes permanentes ha ido desapareciendo, ya que en éstos no es posible controlar la fuerza del campo y son muy difíciles de manipular

5.2.4.1 Ventajas

- Con respecto al método de tintas penetrantes requieren de un menor grado de limpieza
- Es un método más rápido y económico
- Puede revelar discontinuidades que no brotan a la superficie

5.2.4.2 Desventajas

- Solo son aplicables en materiales ferromagnéticos
- No tienen gran capacidad de penetración
- El manejo del equipo en campo puede ser costoso
- Requiere el empleo de energía eléctrica
- Solo detectan discontinuidades perpendiculares al campo
- Las películas delgadas de pintura y otros recubrimientos no magnéticos afectan la sensibilidad de una forma negativa
- Solo es útil en materiales ferromagnéticos

5.2.5 Líquidos Penetrantes. Es una técnica de inspección no destructiva utilizada para detectar y exponer discontinuidades superficiales en materiales de ingeniería. Esta basada en el fenómeno de capilaridad permite evidenciar de una manera rápida y confiable discontinuidades abiertas a la superficie.

Es la primera prueba no destructiva considerada para inspección de productos en la industria, gracias a que:

- Su costo es bastante económico.
- Puede aplicarse en gran variedad de materiales, objetos, formas, tamaños, ubicaciones y condiciones del medio Ambiente.

Esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente en la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco que absorbe el líquido que ha penetrado en la discontinuidad y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de la discontinuidad.

Es importante tener en cuenta la siguiente información si se va aplicar este método de inspección:

- Definir las características de las discontinuidades y el nivel de sensibilidad que se quiere detectar, debido a que si son relativamente grandes o si se quiere una sensibilidad baja y normal se recomienda utilizar líquidos penetrantes visibles; pero si la discontinuidad es muy fina y delgada y se requiere de una alta sensibilidad es preferible usar los penetrantes fluorescentes.
- Otro factor a tener en cuenta es la condición de la superficie a inspeccionar; ya que si es una superficie rugosa o burda, como sería de una unión soldada o pieza fundida; se debe emplear un penetrante líquido removible con agua, pero si la superficie es lisa y pulida es recomendable utilizar un penetrante removido con solvente.
- Si el material a inspeccionar es acero inoxidable, titanio o aluminio (como por ejemplo componentes aeronáuticos) o aleaciones de níquel (monel), los penetrantes deben tener un control muy rígido de contaminantes; como lo son los compuestos halogenados (derivados del flúor, cloro, bromo, yodo) o de azufre (sulfatos o sulfuros), debido a que si quedan residuos de ellos pueden ocasionar fracturas o fragilidad del material.

- Si se trabaja con Normas Internacionales como son los códigos ASME, API, los líquidos penetrantes seleccionados deben ser suministrados por proveedores confiables que se acogen a esas normas internacionales.
- No se deben mezclar productos de diferentes proveedores como por ejemplo emplear el penetrante de un proveedor y el revelador de otro proveedor, porque esto afecta la veracidad de la indicación.

5.2.5.1 Ventajas

- Es extremadamente sensible a las discontinuidades abiertas a la superficie
- La configuración de las piezas no representa ningún problema para la inspección
- Fácil de emplear
- Proporciona buena sensibilidad

5.2.5.2 Desventajas

- Se aplican solo a efectos superficiales y a materiales no porosos
- Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección
- No se proporciona un registro permanente de la prueba
- Una mala selección de combinación de revelador y penetrante disminuye la sensibilidad del método.

5.2.6 Caja de Vacío. Este tipo de técnica se utiliza para verificar fugas en las juntas, áreas de picado y corrosión intergranular. Es una técnica económica de aplicar, pero su desarrollo es intenso.

Su principal uso es para detectar fugas luego de una reparación.

Consiste en aplicar una solución jabonosa para la soldadura objeto de análisis, posteriormente la caja de vacío es colocada encima; la parte abierta de la caja de vacío tiene incorporado un ligero pero fuerte sellador de neopreno para que sea generado el vacío en la caja, a través de la ventana de policarbonato de la caja de vacío se observa el cordón de soldadura analizada.

Si se detecta un burbujeo en la soldadura inspeccionada indicaría la presencia de una fuga.

5.2.7 Emisión Acústica. Es una técnica que evalúa la propagación de las grietas, fragilización, defectos estructurales y películas de corrosión, se aplica especialmente a fondo de tanques, tuberías, materiales metálicos y no metálicos.

Con este fenómeno se generan ondas elásticas transitorias por la liberación rápida de energía a partir de fuentes localizadas. Las fuentes clásicas de emisiones acústicas son los procesos de deformación relacionados con defectos tales como la generación y propagación de fisuras, deformaciones del material, desprendimiento del agregado de la matriz, contracciones o dilataciones por fraguado o variaciones de temperatura. El origen de las emisiones acústicas es el campo de tensiones creado dentro del material, de manera que, de no existir variaciones en el campo de tensiones no se produce la emisión acústica.

Este tipo de técnica no requiere que los tanques estén fuera de servicio. La única limitación son los ruidos externos que se presenten al momento de aplicarla, pueden generar interferencia en su desarrollo.

5.2.8 Flujo Magnético. Esta técnica evalúa la corrosión por picado y otros defectos. Se aplica a fondo de tanques y materiales metálicos. El principio básico de esta técnica es que un potente imán induce un campo magnético en el material. En un punto de corrosión, un campo de fuga surgirá. La salida del detector puede

ser digitalizado electrónicamente. Todas las indicaciones serán almacenadas junto con su ubicación.

Para poder aplicar esta técnica la superficie a inspeccionar se debe limpiar totalmente.

5.2.9 Flujo Magnético y Corriente de Eddy. Esta técnica es uno de los últimos desarrollos y métodos de inspección, combina el flujo magnético y la corriente de Eddy, detectando simultáneamente los defectos que se encuentran por encima y por debajo del piso del tanque.

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

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

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

5.3 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA APLICABLE PARA CADA TIPO DE TANQUE

Después de llevar a cabo el análisis bibliográfico de las diferentes técnicas, se hará la selección de acuerdo a los criterios establecidos por la norma API 653

para el mantenimiento de cada tipo de tanque que permita garantizar su estado mecánico y funcional.

Tabla 4. Ensayos no Destructivos

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
Radiografía	<p>Inspección externa de partes fundidas ensambles eléctricos, materiales no metálicos</p> <p>Los exámenes radiográficos se requieren para:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Las láminas insertadas para instalar soldaduras de penetración a tope se deben radiografiar completamente (API Std 653, 12.2.1.8) ✓ Las reparaciones de soldaduras a tope, a menos que se hayan examinado con ultrasonido (API Std 653, 12.1.3.2) ✓ Uniones verticales y horizontales y empalmes las láminas nuevas soldadas del cuerpo a estas mismas, y láminas nuevas soldadas a las láminas existentes (API Std 653, 12.2). Esta sección cubre las láminas del cuerpo reemplazadas y las láminas de las puertas. ✓ Soldaduras al tope del cuerpo del tanque en tanques reconstruidos (API Std 653, 12.2.1.5) ✓ Uniones nuevas de la lámina anular (API Std 650, 6.1.1) ✓ Lámina insertadas nueva o reubicadas y soldaduras de las láminas de la puerta (API Std 653, 12.2.1.5) ✓ Uniones del cuerpo verticales y horizontales como se requiere en la API Std 653 12.3.2.2.5, requerimientos de excepción de la prueba hidrostática específica. 	El tanque debe estar fuera de servicio
Ultrasonido	Detección de defectos internos y medida de espesores (API Std 653, 6.3.3)	El tanque debe estar fuera de servicio
Partículas Magnéticas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inspección externa e interna de materiales ferromagnéticos, Soldaduras, etc. ✓ Cavidades al remover las soldaduras de las láminas de refuerzo 	El tanque debe estar fuera de servicio

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
	<p>existentes, reinforcing pad. (API Std 653, 12.1.2.2)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Soldaduras nuevas entre el cuello de las boquillas y cuerpo, entre cuello de boquillas y ruanas, entre las ruanas y el cuerpo. (API Std 653, 12.1.2.3) ✓ Soldaduras terminadas de los ensambles con esfuerzos liberados después del alivio de esfuerzos, antes de la prueba hidrostática. (API Std 653, 12.1.2.4) ✓ Cavidades del removimiento de defectos de soldadura. (API Std 653, 12.1.3.1) ✓ Soldaduras terminadas de aditamentos, permanentes nuevos y áreas de los anexos temporales removidos en API Std 653, grupos de material IV, IVA, V o VI (API Std 653 12.1.4.2) ✓ La superficie posterior saneada (back gouged surface) de pase de raíz y la superficie final de las soldaduras nuevas en la lámina del cuerpo donde el cuerpo tiene un espesor mayor a 1 pulg. (API Std 653, 12.1.5) ✓ Las soldaduras existentes entre el cuerpo y el fondo que estarán bajo una lámina de reparación, más de 6 pulgada en cada lado. (API Std 653, 12.1.6.3) ✓ Pase final y de raíz de la soldadura de la lámina de reparación en el fondo sobre la zona crítica. (API Std 653, 12.1.7.3) ✓ Lámina del fondo restaurada por soldadura. (API Std 653, 12.1.8) ✓ Áreas de la lámina del cuerpo reparadas con soldadura. (API Std 653, 12.1.8) ✓ MT o PT en las reparaciones hechas sobre la lámina anular o sobre las láminas del fondo sobre la zona crítica, después del pase de raíz, y después del pase final. (API Std 653, 12.3.2.3.lb) ✓ MT o PT a las soldaduras correspondientes a las reparaciones de la unión cuerpo fondo antes y después del pase de raíz, y después del pase final. (API Std 653, 12.3.2.4.2) ✓ La superficie posterior saneada del pase de raíz de penetración total entre el cuello de la boquilla – cuerpo y soldadura de repase como se requiere en API Std 653, 12.3.2.2.6 requerimientos de la excepción de la prueba hidrostática específica. 	

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La superficie es posterior saneada del pase de raíz de uniones nuevas verticales y horizontales del cuerpo como se requiere en la API Std 653 12.3.2.2.5. requerimientos de la excepción de la prueba hidrostática específica. 	
Líquidos penetrantes	<p>Inspección superficies externas no absorbentes</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cavidades al remover las soldaduras de las láminas de refuerzo existentes, reinforcing pad. (API Std 653, 12.1.2.2) ✓ Soldaduras nuevas entre el cuello de las boquillas y cuerpo, entre cuello de boquillas y ruanas, entre las ruanas y el cuerpo. (API Std 653, 12.1.2.3) ✓ Soldaduras terminadas de los ensambles con esfuerzos liberados después del alivio de esfuerzos, antes de la prueba hidrostática. (API Std 653, 12.1.2.4) ✓ Cavidades del removimiento de defectos de soldadura. (API Std 653, 12.1.3.1) ✓ Soldaduras terminadas de aditamentos, permanentes nuevos y áreas de los anexos temporales removidos en API Std 653, grupos de material IV, IVA, V o VI (API Std 653 12.1.4.2) ✓ La superficie posterior saneada (back gouged surface) de pase de raíz y la superficie final de las soldaduras nuevas en la lámina del cuerpo donde el cuerpo tiene un espesor mayor a 1 pulg. (API Std 653, 12.1.5) ✓ Las soldaduras existentes entre el cuerpo y el fondo que estarán bajo una lámina de reparación, más de 6 pulgada en cada lado. (API Std 653, 12.1.6.3) ✓ Pase final y de raíz de la soldadura de la lámina de reparación en el fondo sobre la zona crítica. (API Std 653, 12.1.7.3) ✓ Lámina del fondo restaurada por soldadura. (API Std 653, 12.1.8) ✓ Áreas de la lámina del cuerpo reparadas con soldadura. (API Std 653, 12.1.8) ✓ MT o PT en las reparaciones hechas sobre la lámina anular o sobre las láminas del fondo sobre la zona crítica, después del pase de raíz, y después del pase final. (API Std 653, 12.3.2.3.lb) 	El tanque debe estar fuera de servicio

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ MT o PT a las soldaduras correspondientes a las reparaciones de la unión cuerpo fondo antes y después del pase de raíz, y después del pase final. (API Std 653, 12.3.2.4.2) ✓ La superficie posterior saneada del pase de raíz de penetración total entre el cuello de la boquilla – cuerpo y soldadura de repase como se requiere en API Std 653, 12.3.2.2.6 requerimientos de la excepción de la prueba hidrostática específica. <p>La superficie es posterior saneada del pase de raíz de uniones nuevas verticales y horizontales del cuerpo como se requiere en la API Std 653 12.3.2.2.5. requerimientos de la excepción de la prueba hidrostática específica</p>	
Caja de Vacío	<p>Detección de fugas en juntas, soldaduras, tanques de doble fondo</p> <p>La prueba de vacío es requerida para:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Soldaduras nuevas en cuerpo – fondo, a menos que se hayan realizado una prueba diesel (API Std 653, 12.1.6) ✓ Soldaduras nuevas del fondo, a menos que se hayan realizado una prueba de indicio de gas (API Std 653, 12.1.7) ✓ Soldaduras nuevas en las láminas del techo para tanques diseñados para evitar fuga de gases (API Std 650, 5.3.7). gas tight ✓ Láminas del fondo donde puedan presentarse fugas (API Std 653, 12.1.7.1) ✓ Láminas de reparaciones soldadas sobre el fondo (API Std 653, 12.1.7.1 y 10.1.7.2) ✓ Lámina del fondo restaurada por soldadura (API Std 653, 12.1.7.3) 	El tanque debe estar fuera de servicio
Robots con Sistema de Ultrasonido	<p>Medición de Espesores</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Áreas del cuerpo sobre las cuales se soldaran láminas de reparación (API Std 653, 9.3.1.9) ✓ Área del cuerpo sobre las cuales se van a soldar nuevas láminas de refuerzo o boquillas en caliente (Hot tap) (API Std 653, 12.1.2.1) 	El tanque debe estar en servicio

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reparaciones terminadas de soldaduras a tope a menos que sean radiografiadas (API Std 653, 12.1.3.2) ✓ Las soldaduras de penetración completa en el cuello de la boquilla-cuerpo y las soldaduras del repad como se requiere en la API Std 653, 12.3.2.2.6, requerimiento de excepción de la prueba hidrostática específica. ✓ Reparaciones de las soldaduras a tope de la lámina anular después del pase final (API Std 653, 12.3.2.3.1b) 	
Inspección Visual	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cavidades formadas por la remoción de parches. (API Std 653, 12.1.2) ✓ Soldaduras terminadas de equipos con esfuerzos aliviados después de haberse realizado el alivio de esfuerzos pero antes de la prueba hidrostática. (API Std 653, 12.1.2.4) ✓ Todas las soldaduras de filete y las reparaciones terminadas en este tipo de soldaduras. (API Std 653, 12.1.3.3) ✓ Soldaduras terminadas de nuevos aditamentos anexados y áreas de aditamentos anexados temporalmente. (API Std 653, 12.1.4.2) ✓ Soldaduras sobre láminas nuevas del cuerpo sobre láminas del cuerpo. (API Std 653, 12.1.5) ✓ Soldaduras de punteo dejadas en el lugar. (API Std 653, 12.2.1.8) ✓ Láminas y soldaduras del fondo, incluyendo la soldadura que agrega un parche al fondo, para nuevas láminas de fondo. (API Std 653, 12.1.7.3) ✓ Pase de la soldadura final y de raíz entre los parches y el fondo en la zona crítica. (API Std 653, 12.1.7.3) ✓ Áreas de la lámina de fondo preparadas con soldadura. (API Std 653, 12.1.7.4) ✓ Áreas de una lámina del cuerpo reparadas con soldadura. (API Std 653, 12.1.8) ✓ Cavidades producidas por la remoción de defectos de soldadura. (API Std 653, 12.1.3.1) ✓ Pase de raíz y final de soldaduras a tope de la lámina al anular. 	En servicio o fuera de servicio

TÉCNICA	APLICABLE A	CONDICIÓN DE SERVICIO
	(API Std 653, 12.3.2.4.2) ✓ Áreas reparadas de la soldadura cuerpo fondo. (API Std 653, 12.3.2.4.2)	

5.4 ELABORACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.4.1 Planeación. Es un proceso mediante el cual se determinan y preparan todos los elementos requeridos para efectuar una tarea antes de iniciar el trabajo. El proceso de planeación comprende todas las funciones relacionadas con la preparación del orden de trabajo, lista de materiales, la requisición de compras, los planos y dibujos necesarios, la hoja de planeación de la mano de obra, los estándares de tiempo y todos los datos necesarios antes de programar y liberar el orden de trabajo.

La planeación del mantenimiento está centrada en la producción; el trabajo es evitar, corregir fallas y prolongar la vida útil del equipo.

Es el primer paso de la metodología que tiene como objetivo identificar la necesidad de intervención en el tanque, con el ánimo de prolongar su vida útil. Está compuesta por los siguientes pasos:

5.4.1.1 Determinar el contenido y el alcance del trabajo: Aquí se consultará todo el historial de mantenimiento de los tanques, con el ánimo de llevar una trazabilidad de las actividades realizadas y ejecutadas a los tanques; también se realizarán visitas al sitio donde están instalados.

5.4.1.2 Desarrollo de un Plan de Trabajo: Se define la secuencia de actividades para realizar el trabajo y el cronograma establecido para su desarrollo.

5.4.1.3 Estimación de Recursos: Se define los recursos necesarios para el desarrollo del trabajo, estos recursos incluyen los materiales, equipos necesarios y el personal competente necesario para realizar las tareas programadas.

5.4.1.4 Revisar Procedimientos de Seguridad: Se debe identificar, evaluar y establecer un plan de: gestión del riesgo (es la identificación de las causas y fuentes de riesgo y las probabilidades de pérdidas y efectos secundarios que se puedan producir en los diferentes escenarios de operación de los tanques de almacenamiento), establecerse un Plan de Descontaminación (es un procedimiento que define la limpieza del tanque con el ánimo de dejarlo libre de residuos para poder ejecutar los trabajos necesarios programados) y el Plan de Aislamiento Eléctrico (define la metodología para controlarse toda fuente eléctrica que pueda generar riesgo en la ejecución de la operación) si es aplicable.

El encargado de Seguridad Industrial debe determinar el monitoreo de las atmosferas en el interior del tanque; de acuerdo al monitoreo se determina si el área interna del tanque tiene los siguientes niveles:

Nivel 1: Ingreso no permitido ya que se identifica los siguientes parámetros:

- a. Vapores inflamables mayores o iguales al 10% del límite inferior de inflamabilidad.
- b. Concentración de oxígeno mayor que el 23.5%
- c. Presencia de H₂S superior a 100 ppm
- d. Condiciones físicas del tanque inseguras

Nivel 2: Ingreso permitido por parte del personal y del equipo especializado cuando se cumplen los siguientes parámetros:

- e. Vapores inflamables mayores que 0% y menores que el 10% del límite inferior de inflamabilidad
- f. Concentración de oxígeno menor que el 19.5%
- g. Presencia de H₂S mayor o igual que 10 ppm y menor que 100 ppm
- h. Condiciones físicas e internas del tanque seguras

Nivel 3: Ingreso permitido para condiciones de trabajo cuando se tienen los siguientes parámetros:

- Vapores inflamables del 0% del límite inferior de inflamabilidad
- Concentración de oxígeno entre el 19.5% y el 23.5%
- Que no exista la presencia de gasolina o gases orgánicos disueltos mayores a 2 microgramos por pie cubico de aire.
- Condiciones físicas e internas del tanque seguras

5.4.1.5 Establecer Planes de Trabajo para Mantenimiento: Se debe definir :

Plan de Inspección a ejecutar (es un documento que recopila los controles e inspecciones a efectuar y los elementos a utilizar en un producto, clase de producto o servicio concreto), en el tanque.

Plan HSE (es un documento donde se definen las distintas actividades que conforman el plan de prevención de accidentes de trabajo y los controles definidos para preservar la seguridad y salud en el trabajador).

Plan de Calidad (es un documento que especifica que procedimientos y recursos asociados deben aplicarse, quien debe aplicarlos y cuando deben aplicarse).

Plan de Manejo Ambiental (establece de manera detallada las acciones requeridas para prevenir, mitigar, controlar los posibles efectos e impactos ambientales generados en el desarrollo de la operación).

5.4.1.6 Asignar el Personal Competente: se asignan las personas necesarias para la ejecución de la operación. Estas personas deben allegar la certificación API 653 y API 650.

5.4.1.7 Generación de Ordenes de Trabajo: Se entrega al personal competente asignado este documento que es una descripción pormenorizada del trabajo a ejecutar, donde se relaciona los respectivos permisos de trabajos que debe solicitar como por ejemplo: permiso de trabajo en alturas, permisos de trabajos en caliente, permisos de trabajo en espacios confinados.

5.4.2 Alistamiento del Área de Trabajo. En esta etapa se relaciona toda la logística necesaria para alistamiento del área de trabajo y del tanque para la ejecución de la operación. Se debe tener en cuenta:

- Movilización de Equipos y Herramientas
- Instalaciones temporales como baños, subestaciones, carpas, etc.
- Instalación de facilidades temporales para desocupar el tanque en caso de que vaya a realizar una inspección interna
- Instalación y operación de bombas portátiles para disminución de producto remanente del tanque, en caso de ser una inspección interna.
- Apertura del tanque sin entrada de personal

El objetivo de esta fase, es tener toda la preparación requerida y definida en el plan para el inicio de actividades de mantenimiento de tanques.

5.4.3 Descontaminación. El objeto de esta fase es retirar el remanente líquido y sólido en el fondo del tanque (para el caso de una inspección interna y mantenimiento del tanque fuera de servicio), limpiar paredes, casco y techo para dejarlo libre de residuos con el fin de preparar el tanque para ejecutar los trabajos requeridos por la operación. En esta fase se efectúa:

- La desgasificación del tanque; operación que se puede realizar por convección natural o por convección forzada a través de la utilización de ventiladores; una vez terminada se debe verificar con explosímetros digitales con el ánimo de asegurar el área de trabajo.
- Evacuación y ubicación de desechos sólidos; el personal encargado desaloja todos los desechos sólidos acumulados en el interior del tanque que posteriormente serán depositados en el lugar dispuesto de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental. En este procedimiento se necesita transferir los productos remanentes desde un cierto nivel hasta la altura de los drenajes. Una vez haya sido recuperado el producto remanente se procede a abrir los manholes laterales y superiores para la desgasificación por convección natural por un periodo no inferior a 24 horas; seguido de la medición de explosividad por parte del personal encargado de seguridad industrial.

La tapa de la ventana de limpieza debe abrirse lentamente por la parte inferior para poder recoger de manera controlada los residuos del tanque tanto líquidos como sedimentos. Estos lodos pueden ser retirados de forma manual, los cuales se depositan en galones mecánicos hasta un 75% de su capacidad y se cubrirán con plásticos o lonas debidamente sujetos para evitar que este producto sea esparcido al exterior del tanque y produzca contaminación.

- Desalojos de los lodos a su lugar de descomposición: Los lodos serán transportados en un vehículo debidamente adecuado del interior del cubeto del área del tanque hasta un área externa para ser ubicados en una piscina de cemento de acuerdo a lo dispuesto en el Plan de Manejo Ambiental.
- Lavado del Tanque: Después de la evacuación de los productos sólidos se debe realizar un lavado del tanque con detergente industrial biodegradable y licua blasting.

5.4.4 Inspección. Es el cuarto paso para el desarrollo de la metodología y tiene como finalidad establecer los lineamientos necesarios para la inspección de tanques atmosféricos verticales de techo fijo y flotante para almacenamiento de hidrocarburos construidos bajo la norma API 650 y apoyándonos en la norma API 653, con el ánimo de identificar deterioro, signos de fugas y cualquier anomalía que permitan oportunamente tomar acciones preventivas y correctivas, para asegurar la integridad mecánica y mejorar la confiabilidad de operación y seguridad de los tanques, accesorios y sistemas anexos, mediante la utilización de registros y formatos estandarizados

5.4.4.1 Generalidades: La inspección se puede realizar de formas visuales, no destructivas, interiores, exteriores o ambas; teniendo en cuenta que la interior siempre será con el tanque fuera de servicio.

El inspector autorizado debe establecer si el trabajo de inspección se realizara con tanques en operación o tanques fuera de operación e inspeccionará y supervisará de manera periódica y programada la integridad de los Sistemas de Almacenamiento del Sector Hidrocarburos.

La norma API 653, indica que los intervalos de inspección de los tanques de almacenamiento (tanto interno como externo) deberá ser determinado considerando varios factores tales como:

- La naturaleza del producto almacenado
- Los resultados de las revisiones visuales
- Tolerancias a la corrosión y rangos de corrosión
- Sistemas preventivos de corrosión
- Condiciones al momento de las inspecciones anteriores
- Los métodos y materiales de construcción y reparación
- La ubicación de los tanques, tales como los situados en áreas aisladas de alto riesgo.
- Riesgo potencial de contaminación de aire y agua
- Sistemas de detección de filtración
- Cambio en el modo de operación (por ejemplo: frecuencia de ciclo de llenado)
- Requerimientos legislativos
- Cambios de servicio
- La existencia de un doble fondo o una barrera preventiva de alivio.

En lo que respecta a criterios de aceptación o rechazo de espesores de planchas o placas de fondo, cuerpo y techo, estos deben apegarse a lo establecido en la API 653 o equivalente.

En lo que respecta a criterios de aceptación o rechazo de espesores de tubería, estos deben apegarse a lo establecido en el ASME B31.3 y API 54 o equivalente.

Para el caso de inspección y mantenimiento de la protección catódica de los tanques de almacenamiento, estos deben apegarse a lo que dice la norma API 651 o equivalente.

Para el caso de inspección y mantenimiento de válvulas de alivio de presión y vacío en los tanques de techo fijo deben cumplir con la norma API RP 756

La aplicación de Ensayos no Destructivos los debe realizar y evaluar personal y empresas acreditadas.

La inspección de cordones de soldadura se debe realizar mediante los siguientes métodos:

- a) Método de la caja o campana de vacío para soldaduras de filete recta en placas o planchas de fondo
- b) Líquidos penetrantes para soldaduras circulares y en accesorios soldados en el cuerpo y en el techo
- c) Radiografías en cordones de soldadura horizontales, verticales e intersecciones del cuerpo del tanque

El inspector autorizado debe verificar que los equipos utilizados por las compañías inspectoras calificadas, se encuentran calibrados y tengan los respectivos certificados de calibración actualizados y emitidos por una entidad competente. En caso de que el inspector detecte una anomalía en los valores o funcionamiento del equipo, debe solicitar una nueva calibración. El técnico representante de la compañía inspectora que ejecute las pruebas, debe poseer la competencia correspondiente que le permita ejercer dicha actividad técnica.

La inspección interna o externa se debe llevar a cabo siempre observando las leyes y disposiciones de Seguridad Industrial y protección ambiental vigentes.

Las zonas afectadas por corrosión se deben evaluar conforme a su profundidad y longitud, así como también calcular velocidad de corrosión (milímetros por año) y su vida útil para determinar si esta requiere o no reparación o cambio de acuerdo a la norma API 653.

La medición de la verticalidad del tanque debe cumplir con las tolerancias específicas en la norma API 650 y API MPMS 2.2A.

Se debe mantener un historial de reparaciones de los tanques, conforme a la norma API 653. Cada vez que un inspector certificado realice una inspección deberá revisar el historial del tanque.

El inspector autorizado debe revisar el historial de reparaciones de los tanques y el respaldo documental de todas las pruebas realizadas, el mismo que debe contener el resultado con firmas de responsabilidad del inspector técnico autorizado. Así mismo; deberá verificar el cumplimiento de la correspondiente normativa de señalética y codificación de tanques.

5.4.4.2 Procedimiento de Inspección: Permite comprobar que tipo de inspección se va a realizar, es decir; si la inspección es a la construcción de un tanque nuevo, reparación o reconstrucción, a un tanque de almacenamiento en operación (servicio) o si es a un tanque fuera de operación.

Una vez identificado el tipo de inspección a realizarse, se debe coordinar con el Supervisor encargado del campo, terminal o refinería acerca de los trabajos a ejecutar, mencionando las distintas áreas de cobertura.

- El inspector autorizado debe informar al supervisor encargado, fecha y hora programada para realizar la inspección de rutina a los tanques de almacenamiento, accesorios, instalaciones y sistemas contraincendios.

- Designar la participación de un delegado responsable del mantenimiento de los tanques de almacenamiento e instalaciones y un delegado del Departamento de Seguridad Salud y Ambiente
- Generar el respectivo permiso de trabajo tomando en cuenta todos los factores asociados a los trabajos de inspección.
- Realizar la inspección en compañía del Supervisor encargado.

Utilizar la respectiva Lista de Chequeo para Inspección de Tanques, si éste se encuentra en servicio (Anexo A) o fuera de servicio (Anexo B) y así lograr evidenciar las posibles fallas y registrar los mismos por escrito (Anexo C).

Terminada la inspección se debe documentar en un Acta de Registro de Inspección (Anexo C) las observaciones encontradas, así como las recomendaciones que deberá tener en cuenta el supervisor de área de trabajo. Esta Acta debe estar firmada por el Inspector Autorizado y el supervisor y dirigida al Jefe Inmediato del Área de Trabajo, siempre respaldada por un registro fotográfico.

El Inspector Autorizado deberá realizar el seguimiento a las observaciones y recomendaciones producto de la inspección y verificará que los correctivos sean ejecutados a satisfacción y siempre enmarcados dentro de la normativa Técnica Legal de Seguridad y de Medio Ambiente, vigentes en el territorio nacional.

- **Procedimientos de inspección a aplicar**

- **Procedimiento de Inspección Radiográfica:** al aplicar este procedimiento se debe tener en cuenta los siguientes ítems:

- **Selección de Equipos y Materiales**

a) Fuentes de radiación: las que se pueden emplear son los Rayos X o los Rayos Gamma; los Rayos X se generan por dispositivos electrónicos y los Rayos Gamma por fuentes relativas naturales o por Isotopos Radioactivos artificiales producidos para este fin, entre los que mencionamos: Iridio 192, Cobalto 60, Cesio 137 y Tulio 170.

b) Selección de Películas Radiográficas o Filmes: existen cuatro (4) tipo de películas que pueden ser utilizadas como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Tipo de Películas Radiográficas

Película	Características		
	Rapidez	Contraste	Granulación
1	Lenta	Muy alto	Extra fino
2	Media	Alto	Muy fino
3	Alta	Medio	Fino
4*	Muy alta*	Muy alta*	

*Se emplean con pantallas fluorescentes para evitar características medias

Fuente: Tomado de AYALA Fernando, SANGO Milton; Procedimientos tipo para inspección de uniones soldadas por los métodos de radiografía industrial y ultrasonido

c) Selección de las Pantallas: Comúnmente la más utilizada es la pantalla de hoja de plomo, esta se usan en contacto directo con las películas dependen de su espesor y material de la probeta.

Para evitar obtener la imagen deformada debido a las pantallas, debe haber un contacto directo entre la pantalla de plomo y la película de exposición. El espesor de la pantalla de plomo frontal debe seleccionarse con cuidado con el ánimo de evitar filtración excesiva en la radiografía de materiales delgados ligeramente aleados.

La selección del espesor de la pantalla de plomo u otro metal está sujeta a la energía aplicada como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Espesor de pantallas de plomo

Radiación	Pantalla anterior	Pantalla posterior
	mm	mm
Rayos X		
120 KV	0.02 – 0.05	0.12
120 – 250 KV	0.02 – 0.12	0.12
250 – 400 KV	0.1 – 0.15	0.12
1 – 5 MeV	0.15 – 0.20	0.20
10 – 30 MeV	0.5 – 1.2	0.5
Rayos Gamma	0.1 – 0.2	0.15

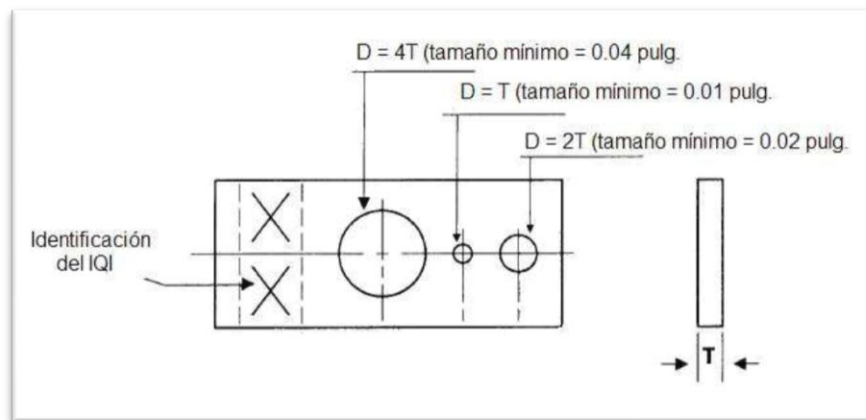
Fuente: Tomado de AYALA Fernando, SANGO Milton; Procedimientos tipo para inspección de uniones soldadas por los métodos de radiografía industrial y ultrasonido

Las pantallas deben manejarse con especial cuidado con el fin de evitar rayas, marcas, suciedad o grasa en la superficie que está en contacto con la película. La grasa debe retirarse con un solvente y una pelusa de la pantalla de plomo.

d) Verificación de Indicador de Calidad de Imagen (IQI): este es un dispositivo empleado para expresar que la radiografía obtenida bajo la técnica empleada fue óptima. Estos indicadores constan de alambres o plaquetas del mismo material que el objeto a radiografía, cuyos espesores son constantes según la Norma ASTM; estos permiten evaluar por comparación la calidad radiográfica. El diámetro de los orificios permite una relación 1T, 2T y 4T con respecto al espesor del indicador de la calidad de imagen “T” como se muestra la figura.

Los indicadores existen de dos tipos: Indicadores 4T – T - 2T y los indicadores 4T – 3T - 2T. El comúnmente utilizado es el tipo 4T – T - 2T, éste debe colocarse sobre la cara del objeto que enfrenta la radiación en la parte más alejada del film o película (zona de mayor espesor) y en la posición geométrica más desfavorable, puede ser el extremo más alejado respecto al punto en que la radiación incide normalmente.

Figura 23 Indicador de Calidad de Imagen (IQI) tipo 4T – T – 2T



Fuente: Tomado de Código ASME V, Artículo 22, SE – 1025

- e) Cámara oscura: es un ambiente de trabajo donde las películas radiográficas son sometidas al procesamiento químico en condiciones que mantienen protegida la película, principalmente la luz actínica la cual comprende la región verde – azul del espectro de luz y tiene una longitud de onda corta inferior a 600 nm. Existen tres clases de cámaras oscuras: el cuarto, el laberinto y la caja portátil.
- f) Negatoscopio: es un dispositivo que permite ver las radiografías a través de un sistema de iluminación por transparencia del negativo colocado ante un vidrio esmerilado; para el procedimiento debe disponerse de un negatoscopio de iluminación variable.

- **Control de proceso radiográfico:**

- a) Preparación de la superficie: deben eliminarse los defectos internos de la unión, las ondulaciones o irregularidades de la superficie del cordón y de ambos lados de la unión con el fin de evitar interferencia de irregularidades superficiales
- b) Dirección de la radiación: el haz de la radiación debe orientarse sobre el centro de la parte que se va a radiografiar siguiendo una dirección normal a la superficie.
- c) Protección contra la radiación reflejada (Difusa): los efectos de esta radiación pueden mitigarse confinando el haz de radiación a la sección transversal práctica más pequeña, colocando una plancha de plomo por detrás de la película. Si hay alguna duda acerca de la protección adecuada para la radiación reflejada debe identificarse con un símbolo característico en la parte posterior del porta películas o chasis y efectuar una radiografía de manera normal. (como símbolo se utiliza generalmente la letra "B" de 1.5 mm de espesor y 12.5 mm de alto)

- **Procesamiento manual de las películas:** Se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a) **Preparación:** No se debe procesar más películas que las que pueden acomodarse en la tina de revelado con una separación mínima de 15mm. Antes de iniciar el proceso de revelado las películas deben colocarse en ganchos y se deben agitar las soluciones.
- b) **Revelado:** el tiempo de revelado es de 5 a 8 minutos a una temperatura de 20C° aproximadamente. Para tiempos mayores de acuerdo a la sensibilidad de la película, contraste y temperatura deben seguirse las recomendaciones del fabricante.
- c) **Baño "detenedor" o de enjuague:** después de realizado el revelado, la actividad del revelador en la emulsión, debe ser neutralizada por un baño

detenedor ácido, si esto no es posible debe utilizarse un enjuague con una agitación activa empleando agua limpia. Deben tenerse en cuenta las recomendaciones del fabricante en cuanto a la composición del baño detenedor, tiempo de inversión y vida del baño.

d) Fijado: en el fijado no se deben tocar las películas unas con otras. Se deben agitar los ganchos verticalmente por un tiempo de 10 segundos y al final del primer minuto para lograr una fijación rápida y uniforme.

- **Registros:** debe tenerse una bitácora o registro bibliográfico donde se consigne las variables esenciales del proceso. Debe contener lo siguiente:

- a) Tipo de material y espesor

- b) Distancia, fuente o foco de la película

- c) Tipo de película

- d) Densidad de la película

- e) Tipo de pantalla y espesor

- f) Identificación de la máquina de Rayos X o del Radioisótopo

- g) Intensidad de corriente por minuto empleada en la exposición

- h) Espesor del indicador de calidad de imagen

- i) Enmascaramiento o filtros especiales

- j) Procedimiento utilizado: Debe detallar etapa por etapa y se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Calibración y verificación del equipo

- Tipo de soldadura y material

- Condiciones de la superficie

- Técnica de ensayo

- Evaluación

- Normas de aceptación y rechazo

- Informe

– **Procedimiento Ultrasonido:**

- **Equipos:** los equipos de ultrasonido que se emplean actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales internas dependiendo del tipo de palpador utilizado y de la frecuencia que se seleccione. La inspección de ultrasonido debe ser hecha con un equipo de configuración pulso - eco, capaz de generar frecuencias en un rango de 1 a 5 MHz.

a) Palpadores: reciben y transmiten las ondas ultrasónicas para la detección de discontinuidades. Para ensayos de soldaduras se deben utilizar haces de sonido o ángulos de 0°, 45°, 60° y 70°. Existen varias clases de palpadores entre las cuales podemos identificar:

- **Palpadores de contacto:** se coloca directamente en la superficie de prueba aplicando presión y un medio de acoplamiento. Se fabrica para inspecciones de haz de recto. Para proteger el transductor de la abrasión, se cubre con un material duro como el óxido de aluminio.
- **Palpadores de haz recto:** son utilizados para la inspección de piezas en las que se puede colocar directamente la unidad de prueba sobre el área de interés para detectar la discontinuidad; las discontinuidades son paralelas a la superficie de contacto. Estos palpadores emiten ondas longitudinales con frecuencias de 0,5 a 10 MHz. Este palpador también es muy útil en la medición de espesores.
- **Palpadores de incidencia angular:** este tipo de palpadores se construye acoplando una unidad de haz recto a una de las caras de una zapata de plástico; genera ondas de corte, de superficie y de placa. Se usa exclusivamente en la detección de discontinuidades orientadas perpendicularmente a la superficie de la prueba.

b) Acoplantes: son líquidos viscosos utilizados para permitir el paso de las ondas del transductor a la pieza bajo objeto de inspección, ya que las frecuencias que se utilizan para materiales no se transmiten por el aire. Estos líquidos pueden ser agua, aceite, grasas, glicerina; su utilización depende del acabado superficial del material.

En la siguiente tabla se muestra los acoplantes a utilizar según la rugosidad de la superficie.

Tabla 7. Tipo de acoplante a utilizar según la rugosidad de la superficie

Rugosidad media (Ra) [μin]	Acoplante
5 a 100	SAE 10 Wt (aceite de motor)
50 a 200	SAE 20 Wt (aceite de motor)
80 a 600	Glicerina
100 a 400	SAE 30 Wt (aceite de motor)

Fuente: Tomado de AYALA Fernando, SANGO Milton; Procedimientos tipo para inspección de uniones soldadas por los métodos de radiografía industrial y ultrasonido.

c) Bloque de calibración: los patrones de referencia utilizados pueden ser un bloque o juegos de bloques con discontinuidades artificiales y espesores conocidos, los mismos utilizados para calibrar los equipos de ultrasonido y para evaluar las indicaciones de las discontinuidades de la muestra a inspeccionar los bloques de calibración deben tener las mismas propiedades físicas, químicas y estructurales que el material que se va a inspeccionar. Con estos bloques se pueden:

- Verificar que el sistema compuesto por el transductor, cable coaxial y el equipo funcione correctamente.

- Fijar la sensibilidad con la cual se detectara las discontinuidades equivalentes a un tamaño especificado.
- Preparación de la superficie: la superficie del material a examinar debe estar libre de salpicaduras, suciedad, extrema rugosidad.

- **Técnica⁷**: la técnica consta de los siguientes pasos:

a) Examinación: en este paso la máxima velocidad de examinación o barrido debe ser estipulada en el procedimiento dependiendo el tipo de material, el equipo utilizado y las habilidades del operador.

b) Geometría: debe tenerse especial cuidado cuando se hacen mediciones de superficies concéntricas y superficies paralelas, debido a que la lectura obtenida es generalmente limitada al espesor del punto medido en ese momento. Diámetro y curvas relativamente pequeños requieren especial cuidado en la aplicación de la técnica y la utilización de un equipo especial.

– **Medición de espesores de pared, techo y fondo del tanque empleando ultrasonido**

a) Definición de puntos de localización: los puntos de localización de inspección deben definirse de la siguiente forma: el primer dígito debe ser definido por una letra identificando si es la parte superior (S) o inferior (I). El segundo dígito debe definirse con un número que identifique el número de la plancha en dirección consecutiva desde 0°. El tercer dígito se define con un número que identifica el anillo donde se realiza la medición.

Ejemplo: S, 3, 4 (Superior, en la plancha 3 del cuarto anillo).

⁷ Código ASME V, Artículo 23, Ultrasonic Standards, SE – 797, página 472, 1998.

- b) Personal:** la inspección debe ser realizada por personal competente debe poseer como mínimo certificado como inspector nivel 1 ASTN en inspecciones con ultra sonido.
- c) Equipo:** el equipo a utilizar debe ser de tipo pulso – eco, con pantalla de tubos de rayos catódicos (TRC) o de tipo monitor de video. La pantalla del equipo debe manejar las siguientes escalas:
- Escala vertical: escala en intervalos equivalentes al 2% de la amplitud vertical. Debe haber una linealidad de la escala vertical de la pantalla (EVP) de ± 2 en al menos el 80% del total de la EVP calibrada
 - Escala Horizontal: escala en intervalos equivalentes al 2% del total de la amplitud horizontal. Debe presentar una linealidad de la escala horizontal de la pantalla (EHP) de ± 2 en al menos el 80% del total de la EHP calibrada.

El equipo debe estar dentro del periodo de calibración generando frecuencias de 0.25 a 25 Mhz. Se puede utilizar los siguientes equipos aplicando este procedimiento:

- Krautkramer – Branson
- Epoch II Panametrics
- Epoch III Flaw Detector

En la medición de espesores de lectura directa, el equipo debe ser capaz de medir un espesor delgado usando generalmente transductores de alto amortiguamiento y alta frecuencia (más de 10 Mhz), en unidades con línea de retardo se requieren espesores menores a 0,6 mm (0.25 pulgadas).

Además de los equipos anteriormente enunciados, en el desarrollo de este procedimiento se utilizan:

- Cable coaxial con conector BNC – BNC
- Palpador simple haz longitudinal
- Acoplante: ultragel o glicerina
- Flexómetro o escalímetro, lapicero, papel absorbente y solvente.

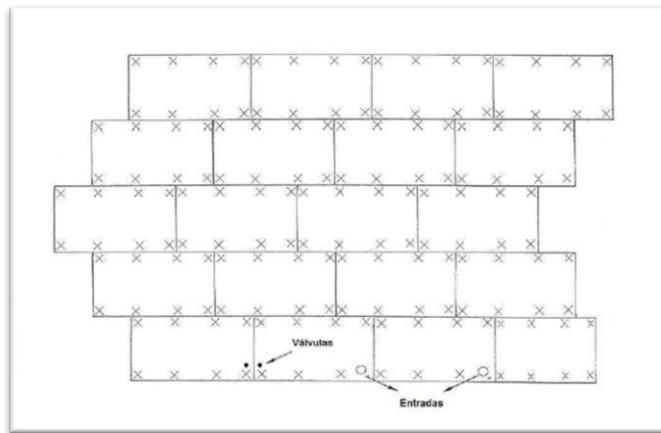
d) Desarrollo del procedimiento: se aplicaran el método de contacto de exploración manual

- Calibración del instrumento: en el caso en que se use un palpador simple por contacto directo debemos tener en cuenta: colocar el palpador en el bloque de prueba de un espesor conocido con suficiente acoplante y ajustar los controles de rango, barrido o velocidad; hasta que la pantalla presente la lectura del espesor medido. Las lecturas debe ser luego verificadas y ajustadas en el bloque de prueba con espesores de menor valor para mejorar el ajuste del sistema. La recalibracion debe realizarse cada 30 minutos, que es el intervalo máximo de tiempo para la recalibracion, cuando sucedan interferencias eléctricas se recomienda cambio de transductor, de baterías, de toma eléctrica, de cable coaxial.
- Medición del desplazamiento: El desplazamiento para la medición del espesor de las paredes del tanque se realizara por anillos y planchas, iniciando por la conexión principal que actúa como línea de salida. Una vez identificada la línea de salida, la circunferencia del tanque se dividirá en cuatro cuadrantes ($0^\circ - 90^\circ$, $90^\circ - 180^\circ$, $180^\circ - 270^\circ$, $270^\circ - 360^\circ$), iniciando como 0° la salida de la línea principal del proceso. Cada plancha tendrá una numeración consecutiva comenzando en 1 a partir de 0° . A partir de 0° el desplazamiento se hará en dirección de las agujas del reloj. En el primer anillo se ejecutaran mediciones continuas de espesores, en todo el perímetro del tanque, desde el fondo del tanque y de las siguientes alturas (1 a 2 pulg., 6 pulg., 12 pulg., 24 pulg., 48 pulg.). En los siguientes anillos, se realizaran mediciones a una distancia de 2 a

4 pulgadas bajo el cordón de soldadura superior a cada anillo, o en la ubicación que considere necesario el inspector.

- Determinación del espesor de la pared del tanque: se seleccionaran todos los anillos de los tanques objetos de inspección, con el ánimo de determinar el estado de estas zonas. En la plancha de cada anillo seleccionado, se ubican mínimo 8 puntos ubicados a 10 cm de separación de los cordones de soldadura; tanto horizontales, como verticales. A continuación se debe eliminar la pintura en una zona aproximadamente de 5 cms por los lados en los puntos determinados para la medición; los valores obtenidos de la medición se deben registrar en un croquis como se muestra en la figura.

Figura 24 Croquis de la pared del tanque indicando los puntos donde se toman las medidas⁸

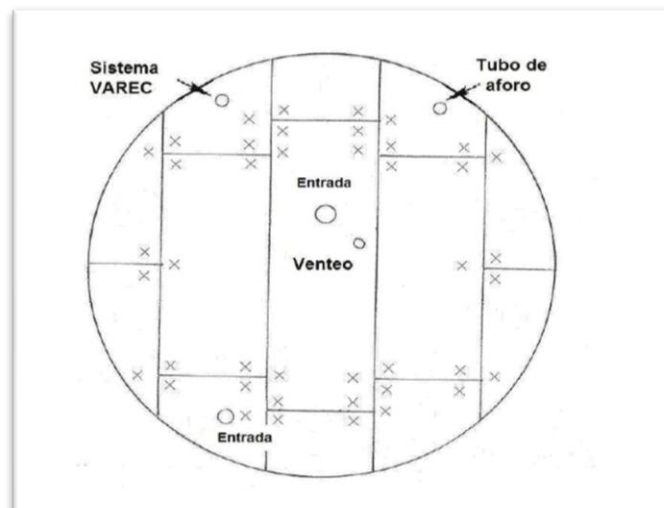


Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage.

⁸ AYALA Fernando, SANGO Milton; Procedimientos tipo para inspección de uniones soldadas por los métodos de radiografía industrial y ultrasonido

Se debe detectar y marcar en la pared del tanque cualquier defecto que se identifique como lo son entalladuras o cavernas, cambios bruscos en el espesor de la plancha. En el techo se deben identificar como mínimo de 6 puntos por cada plancha completa y 4 puntos para las planchas incompletas utilizadas para la formación del techo. El área es un cuadro de 5 cms por lado. Con el mismo criterio anterior se procede a medir los espesores de las planchas como se muestra en la siguiente figura.

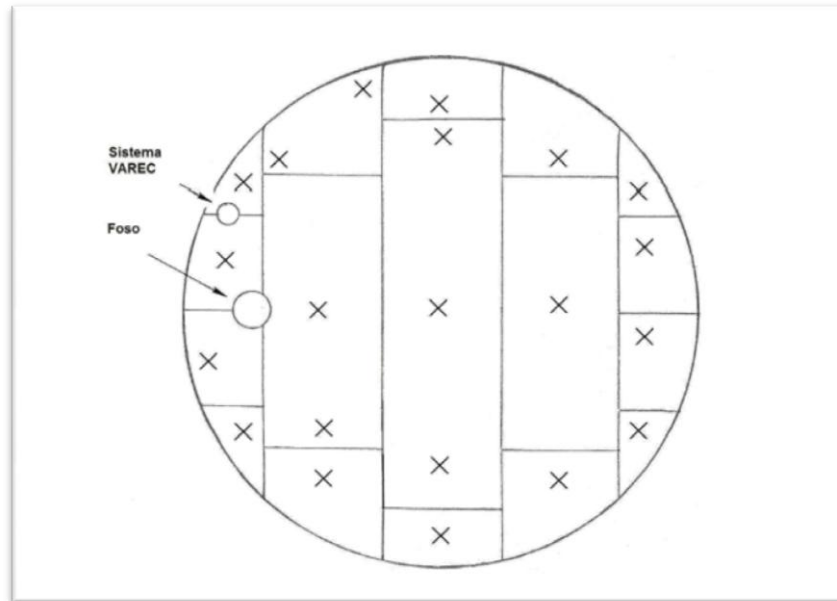
Figura 25 Techo del tanque indicando puntos donde se toman las medidas



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

- Determinación del espesor del fondo del tanque: en el fondo del tanque se puede realizar un barrido ultrasónico aproximadamente de un 60% del área total del tanque, teniendo preferencia en aquellas zonas cercanas a los cordones de soldadura como se muestra en la siguiente figura.

Figura 26 Fondo del tanque indicando puntos donde se toman las medidas



Fuente: API 650 Welded tanks for oil storage

En la medición de espesores de las planchas del fondo del tanque debe considerarse como la corrosión general y las picaduras.

- **Elaboración de Informe:** se debe indicar gráficamente en forma desarrollada la cantidad de planchas y su ubicación, así como los sectores inspeccionados y los valores de las medidas tomadas.
- **Procedimientos tintas penetrantes:** este procedimiento se usa exclusivamente para la individualización y valoración de discontinuidades que afloran a la superficie, de acuerdo a lo establecido en el criterio de aceptabilidad del código ASME sección VIII Anexo A.

- **Generalidades:** La inspección por líquidos penetrantes es un ensayo utilizado para revelar defectos superficiales por medio de una exudación de un líquido coloreado o fluorescente atrapado en una discontinuidad.

Figura 27. Aplicación del ensayo de tintas penetrantes



Fuente: ensayos no destructivos líquidos penetrantes. Disponible en: https://www.google.com.co/search?q=ensayos+no+destructivos&biw=1301&bih=641&source=lnms&tbm=isch&sa=X&sqi=2&ved=0ahUKEwiuvM_9wsPKAhWDrB4KHR1NC8cQ_AUIBigB#tbm=isch&q=ensayos+no+destructivos+liquidos+penetrantes&imgcr=gYStqd9BB1v1NM%3A

La técnica se basa en la habilidad de un líquido para ser atraído hacia la superficie debido a la acción capilar. Después de transcurrido un periodo de tiempo llamado tipo de penetración se remueve el exceso penetrante ubicado en la superficie y se aplica el revelador. Esta acción es equivalente a la de un papel secante. El penetrante sale de la discontinuidad y revela su presencia.

Según la Norma SAE/AMS los materiales penetrantes se clasifican de acuerdo a:

- Tipo
- Método de Remoción
- Nivel de sensibilidad
- Forma del revelador
- Clase de removedor solvente

De acuerdo a su coloración se clasifica en:

- **Tipo 1:** tintas fluorescentes: contiene uno o varios líquidos que fluorescen cuando son expuestos a una radiación ultravioleta. Son más sensitivos que los visibles debido a la atracción del brillo de la fluorescencia hacia el ojo.
- **Tipo 2:** tinta visible: los penetrantes visibles contienen un líquido rojo que proporciona alto contraste sobre el fondo blanco del revelador. No requieren un área oscurecida ni luz ultravioleta para realizar la inspección; son menos vulnerables a la contaminación.

De acuerdo al método de remoción específica cómo debe removerse el penetrante de la superficie de inspección una vez transcurrido el tiempo necesario y se clasifican en:

- Método A: lavables con agua
- Método B: post emulsificable, lipofílico
- Método C: Removible con solvente
- Método D: post emulsificable hidrofílico

De acuerdo al nivel de sensibilidad se clasifican en:

- Nivel medio: muy baja
- Nivel 1: baja

- Nivel 2: media
- Nivel 3: alta
- Nivel 4: ultra alta

Aplica únicamente para penetrantes fluorescentes e indica la capacidad de penetrante para entrar en discontinuidades de menor tamaño, siendo asignado el nivel ½ para la más burda (de muy baja sensibilidad) y el nivel 4 para la más fina (de ultra sensibilidad).

De acuerdo a la forma del revelador se clasifican en:

- Forma a: polvo seco
- Forma b: soluble en agua
- Forma c: suspendido en agua
- Forma d: no acuoso para penetrante I
- Forma e: no acuoso para penetrante II
- Forma f: de aplicaciones específicas

El revelador permite más emisión de luz es decir que una indicación se verá más brillante que si no se utilizan revelador bajo luz ultravioleta.

El revelador también crea un fondo blanco para aumentar el grado de contraste entre la indicación y el fondo.

De acuerdo a la clase de removedor solvente se clasifican en:

- **Clase 1:** halogenado
- **Clase 2:** no halogenado
- **Clase 3:** de aplicaciones específicas

Remueven el exceso de penetrante de la superficie a través de una acción solvente directa. Los inflamables están libres de halógenos pero presentan riesgos potenciales de incendio. Los no inflamables aunque son más utilizados contienen solventes halogenados, por lo que se restringe su uso en algunas aplicaciones.

- **Etapas de inspección en el ensayo de líquidos penetrantes para tanques de almacenamiento**

a) Preparación de la superficie: la superficie debe estar libre de aceite, grasa, agua o cualquier otro contaminante que pueda interferir en la entrada del penetrante dentro de las discontinuidades, se debe asegurar una superficie limpia ya que la presencia de contaminantes dificulta la remoción del exceso de penetrantes e interfieren con el mecanismo de penetración. Dependiendo del tipo de contaminante a eliminar se escoge el método de limpieza más adecuado, entre los cuales están:

- Vapor desengrasante
- Inmersión en caliente o frío con detergentes
- Aire comprimido
- Limpieza con solvente
- Ataque químico
- Limpieza ultrasónica

b) Aplicación de penetrantes: una vez la superficie se ha limpiado y secado se aplica el penetrante por spray, brocha o inmersión. Para el caso de los tanques se debe utilizar el método de spray.

c) Tiempo de penetración: es el tiempo total en que el penetrante está en contacto con la superficie. Normalmente es recomendado por el fabricante, varía dependiendo de la aplicación, tipo de penetrante, material, forma y tipo de

defecto que se espera encontrar. Se estipula como tiempo mínimo un rango de 5 a 15 minutos.

- d)** Remoción del exceso de penetrante: después de transcurrido el exceso de penetración, el exceso de penetrante debe ser removido de acuerdo a los siguientes criterios:

- e)** Penetrante removible con agua: se eliminara por rociado manual con trapos secos y las trazas que quedaran se eliminaran con trapos bañados con agua. La temperatura del agua no debe exceder los 40°C.

- f)** Penetrante removible con solvente: el exceso de penetrante se eliminara utilizando papel absorbente o trapos limpios secos. Se repetirá la operación hasta obtener una superficie limpia con leves trazas de penetrante. Estas trazas deberán eliminarse mediante papel absorbente o trapos limpios libres de hilachas ligeramente humedecidos con solvente.

- g)** Secado: después de remover el exceso de penetrante la pieza debe ser secada antes de aplicar el revelador. El secado puede ser al ambiente o con aire tibio de secador o de horno circulante. También se puede efectuar esta operación utilizando papel secante limpio. El tiempo para secar al aire depende de la temperatura y la humedad.

- h)** Aplicación del revelador: una delgada capa de reveladores debe ser aplicada para drenaje del penetrante atrapado en la discontinuidad y llevarlo a la superficie donde se hará visible.

Los reveladores húmedos acuosos forman una fina matriz de partículas que están en contacto con la superficie. Si el espesor de esta capa es demasiado grande los defectos pueden enmascarse. Pueden causar distorsión y falta de definición de las indicaciones cuando se utilizan penetrantes lavables con agua.

Los reveladores solubles en agua (forma b) son aplicados luego de enjuagar la pieza y antes de la operación de secado. Su concentración es monitoreada y su remoción después de la inspección es fácil ya que son solubles al agua.

Los reveladores suspendidos en agua (forma c) son aplicados después de la remoción con agua. Su concentración es monitoreada y debe tener agitación para disolver los pigmentos del revelador.

i) Tiempo de revelado: el tiempo mínimo es de 10 minutos, sin embargo puede ser mayor.

El punto en el cual el tiempo empieza está determinado por el tipo de revelador: para acuosos el tiempo empieza tan pronto como se seca el revelador, para secos el tiempo empieza tan pronto sea aplicados.

j) Inspección: durante la inspección todas las indicaciones deben ser observadas y las consideradas como relevantes son evaluadas. Se deben tener en cuenta los siguientes que influye en la formación de indicaciones:

- Condiciones de Iluminación
- Condiciones de los materiales
- Condiciones y parámetros de trabajo
- Condiciones del ojo humano

k) Interpretación: en este paso se determina si una indicación es falsa, relevante o no relevante. La valoración de las indicaciones relevantes se realizara a conformidad de criterio de aceptación ASME sección VIII. Para efectuar esta valoración se diferencian dos tipos de indicaciones relevantes:

- **Indicaciones lineales:** son aquellas que tienen una longitud mayor que 3 veces su diámetro; las indicaciones de este tipo cuya dimensión sea superior a 1.6mm se considera relevante y son rechazadas.
- **Indicaciones redondeadas:** son aquellas indicaciones circulares o elípticas cuya longitud es menos que 3 veces su diámetro; indicaciones de este tipo cuyo diámetro sea superior a 4.8 mm, serán consideradas relevantes y son rechazadas. También se consideran relevantes y rechazables 4 o más indicaciones redondeadas, alineadas, separadas de borde a borde por 1.6mm.

l) Registro: una vez realizada la evaluación se debe registrar los resultados en un informe; posterior a esto se debe dejar la superficie de las piezas objeto de ensayo totalmente limpias, utilizando papel absorbente o trapos empapados con limpiador solvente.

m) Competencia del personal: el personal que realice el examen deberá ser calificado y certificado al menos como personal competente nivel 1 según la SNT – TC – 1A de la ASNT. El personal que supervise el examen, realice la evaluación y quien firmara el informe será calificado y certificado al menos como nivel 2 de acuerdo a la ASNT SNT – TC – 1A.

– **Procedimiento de partículas magnéticas:** la inspección por partículas magnéticas es un ensayo no destructivo sencillo que permite identificar discontinuidades superficiales e internas en materiales ferromagnéticos. El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de

polos cuando se generan o se inducen un campo magnético en un material ferromagnético; cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a la línea de campo magnético, este se deforma o produce polos. Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección; por acumulación se producen las indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

- **Generalidades:** Al aplicar esta técnica es conveniente tener en cuenta:

La planificación de la inspección se inicia al conocer la condición de la superficie de material y el tipo de discontinuidad a detectar. Así mismo se deben conocer las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; debido a que de esto depende el tipo de corriente, las partículas a emplear y el medio de eliminar el magnetismo residual que queda en la pieza.

Al trabajar con las Normas Internacionales (Código ASME, API, AWS), las partículas a utilizar debe ser provista de aquellos proveedores aprobados por estas. Con este método solo se pueden detectar las discontinuidades perpendiculares a la línea de fuerza del campo magnético.

De acuerdo al tipo de magnetización, los campos inducidos son longitudinales o circulares. Además, la magnetización se genera o se induce, dependiendo si la corriente atraviesa la pieza inspeccionada, o si esta es colocada dentro del campo generado por un conductor adyacente.

- **Aplicación de las partículas**

a) Tipo de las partículas: se prefieren las partículas secas cuando se requiere detectar discontinuidades relativamente grandes. Las partículas en suspensión

se emplean preferiblemente para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas.

- b)** Color de las partículas: dependerá del contraste de fondo. De este modo se empleara partículas de color oscuro (negras o azules) para piezas recién maquinadas y partículas de colores claros (grises o blancas) para piezas con superficies oscuras. Las partículas de color rojo están en un punto intermedio y fueron desarrolladas para que su observación se facilite empleando una tinta de contraste blanco; esta tinta tiene un color y consistencia parecidos al revelador mucoso de los líquidos penetrantes.

Las partículas se aplican conforme se realiza la inspección, para lo cual existen dos prácticas comunes:

- ✓ Si se emplean partículas secas primero se hace pasar la corriente de magnetización y al mismo tiempo se rocían las partículas.
- ✓ Si se emplean partículas en suspensión primero se aplica la solución sobre la superficie a inspeccionar e inmediatamente se aplica la corriente de magnetización. Se recomienda que la corriente de magnetización se mantenga durante el tiempo de aplicación de las partículas, debido a que en esta tapa el campo magnético es más intenso y permite que las partículas sean atraídas hacia cualquier distorsión o fuga de campo, para así identificar la presencia de una posible discontinuidad.

5.4.4.3 Inspección de Tanques en Operación: Existen dos tipos de inspecciones a realizarse en tanques en funcionamiento:

- ✓ Inspección de Rutina
- ✓ Inspección Externa

- ✓ Inspección Ultrasónica de Espesores
- ✓ Inspección de Protección Catódica

- **La inspección de rutina**; su objetivo es verificar la integridad mecánica del tanque apoyándose en una *inspección visual* a la superficie exterior del tanque que está operando, en esta rutina se inspecciona: cubetos, dique perimetral, drenajes del tanque y drenaje de cubeto de contención, líneas de carga y descarga, accesorios, instrumentación de telemetría; revisando de manera minuciosa el estado de las escaleras, gradas de acceso, pasillo y pasamanos, plataformas de aforo, anillo de cimentación del tanque, pontones en techos flotantes, agitadores o mezcladores de producto en caso de existir, asentamientos, grietas, deformaciones, focos de corrosión, condiciones de limpieza, pintura, fugas de producto de las tuberías, válvulas de entrada y salida del producto, válvulas de venteo, sistemas de calentamiento (si dispone), sistemas de recirculación, condiciones del sello de la base del tanque, sistema de auto medición, indicadores de protección catódica, vegetación, sistema contra incendios del tanque (Dependiendo del sistema contra incendios instalado, debe revisarse equipos, instalaciones, accesorios, implementos, que garantice la confiabilidad de seguridad en el momento que sea requerido. Es importante coordinar la asistencia del Inspector Autorizado en situaciones de emergencia, programados por el Supervisor encargado del Área de Tanques; donde se activa el sistema contra incendios para verificación de las condiciones del sistema), también es importante identificar las tuberías (colores de identificación, flechas de direccionamiento de flujo), codificación de tanques, señales de seguridad y estructuras anexas de un Sistema de Almacenamiento.

Se debe realizar por un Inspector Autorizado con una programación cada mes, consistente con las condiciones del sitio en particular de acuerdo a lo descrito en el Plan Operativo Anual de Mantenimiento, excepto, si se determina problemas o novedades que merezca una inspección inmediata. Debe realizar un recorrido por

las áreas circundantes al tanque y dique de contención, en busca de indicios de asentamientos, grietas que podrían ocasionar socavaciones; inspeccionar que la inclinación del suelo esté correctamente direccionada hasta el drenaje.

La Inspección se llevará a cabo de acuerdo a la Lista de Verificación (Anexo A) y que está basada en el Apéndice C de la norma API 653.

- **La inspección externa**; su objetivo es evaluar la integridad del tanque a través de una verificación más profunda que incluye la medición de espesores del cuerpo y del techo del tanque, evaluación de verticalidad y redondez del cuerpo, medición de espesores de pintura y prueba de adherencia de película seca, sistema contra incendios del tanque y estructuras anexas de un Sistema de Almacenamiento, también puede incluir una inspección topográfica para la verificación de verticalidad y redondez del tanque. Esta inspección permite determinar las condiciones mecánicas y físicas en general de todos los componentes y detectar oportunamente anomalías y fugas de producto, así como, determinar si el tanque debe salir o no de operación para que se realice una inspección interna. Se ejecuta cumpliendo los lineamientos del estándar API 653, “Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques”.

Se debe realizar una inspección visual general a todos los cordones de soldadura, verificando que no hayan sufrido adelgazamiento por efectos de corrosión, por el tiempo que ha estado en operación del tanque.

La inspección externa debe realizarse por lo menos cada cinco (5) años. Debe realizarse por un Inspector Autorizado y debe ser verificado por el Supervisor del Área de Tanques.

- **Inspección Ultrasonica De Espesores:**⁹ Este tipo de inspección tiene como objetivo las medidas ultrasónicas del espesor externa del cuerpo para determinar el rango de corrosión general uniforme mientras el tanque se encuentra en servicio; también puede proveer una indicación de la integridad del cuerpo.

Cuando se utilizan las medidas de espesor ultrasónico se deben hacer a intervalos para no exceder lo siguiente:

- a) Cuando la rata de corrosión no se conoce, el intervalo máximo debe ser de 5 años. La rata de corrosión se puede estimar de tanques en un servicio similar basados en las medidas del espesor tomadas a un intervalo que no exceda los 5 años
 - b) Cuando la rata de corrosión se conoce, el máximo intervalo debe ser menor de $RCA/2N$ años (donde RCA es la diferencia entre el espesor del cuerpo medido y el espesor mínimo requerido en milésimas de pulgadas, y N es la rata de corrosión del cuerpo en milésimas de pulgadas por año) o 15 años.
- **Inspección de Protección Catódica:** Tiene como objetivo el control de la corrosión en el fondo, anillos y techos de tanques asentados por encima de la superficie, que se controla a través de un sistema de protección catódica

5.4.4.4 Inspección de Tanques Fuera de Operación: Para realizar la inspección de los Tanques de almacenamiento fuera de servicio, se debe tener en cuenta los ensayos no destructivos realizados al tanque sujeto de inspección con el ánimo de tener un elemento de juicio y de guía. Con el fin de adquirir una trazabilidad de

⁹ ESTÁNDAR API 653, Tercera Edición, Diciembre 2001. Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques.

todas las actividades de mejora a partir de los resultados de las pruebas ya sea de: fugas, corrosión, erosión.

Para determinar que un tanque esta fuera de operación, se debe considerar lo siguiente:

- Debe estar en lista de mantenimiento correctivo
- Se requiere construir o reubicar al tanque
- El tanque requiere de modificación o alteración

En todos estos casos se debe seguir los lineamientos de la Norma API 653:

- Para tanques que tengan aislamiento térmico, se deberá retirar el mismo
- Para tanques cuya protección anticorrosiva exterior del fondo es controlada mediante protección catódica, las inspecciones deben estar en concordancia con la norma API RP 651

Todos los tanques deben tener una inspección interna definida en intervalos de acuerdo a las ratas de corrosión, medidas durante inspecciones previas. El inspector autorizado quien es el responsable de la evaluación del tanque debe dirigir una inspección visual y asegurarse de la calidad y totalidad de los ensayos no destructivos.

Antes de iniciar la inspección interna de un tanque fuera de servicio se debe verificar y documentar lo siguiente:

- a) Que el tanque se encuentra vacío en su totalidad y esté libre de sedimentos
- b) Que tenga buena ventilación y atmosfera apropiada libre de gases tóxicos, sustancias acidas y gases combustibles.

- c)** Que el tanque y sus sistemas de operación hayan sido aislados adecuadamente, incluido los drenajes, acatando disposiciones de seguridad industrial y protección ambiental.

La inspección de tanques que están fuera de servicios se debe realizarse utilizando la Lista de Verificación (Anexo B), el mismo que se basa en el Apéndice C de la norma API 653.

El Inspector Autorizado deberá verificar el cumplimiento de la correspondiente normativa aplicable y codificación de tanques.

La inspección de cordones de soldadura se debe realizar mediante los siguientes métodos:

- a)** Método de la caja o campana de vacío para soldaduras de filete recta en placa o planchas de fondo.
- b)** Líquidos penetrantes para soldaduras circulares y en accesorios soldados en el cuerpo y en el techo.

Por la parte interna para soldadura perimetral entre planchas de cuerpo y planchas de fondo, soldadura de bocas de entrada y salida, puertas de limpieza, manholes y accesorios se deben aplicar la prueba con líquidos penetrantes de acuerdo a la norma ASME, Section V, y los criterios de aceptación o rechazo de acuerdo a la norma ASME, Section VIII.

- c)** Radiografías en cordones de soldadura horizontales, verticales e intersecciones del cuerpo del tanque.

Para tanques de techo flotante y con pontones, estos deben inspeccionarse con líquidos penetrantes por la parte interna del mismo a lo largo de los cordones de soldadura de acuerdo a la norma API 653 o equivalentes.

Después de una reparación, se debe realizar una inspección para garantizar y aprobar la efectividad de los trabajos efectuados.

Se realizaran pruebas Hidrostáticas a un tanque reparado o reconstruido dependiendo del tipo de reparación o reconstrucción realizada, criterio basado en la norma API 653.

Luego de reparaciones mayores, reconstrucciones, reubicaciones o cambio de producto almacenado, se debe realizar una “tabla de calibración” para el tanque, conforme lo establece la norma API MPMS 2.2A.

5.4.4.5 Reparaciones Metalmecánicas: Su objetivo es mitigar los hallazgos de las inspecciones con el fin de garantizar la integridad del tanque. Esta etapa se consolida durante la inspección del tanque y se finaliza con las pruebas.

- **Reparaciones de techos fijos**

- Techos cónicos soportados: (Ver API 653 numerales 9.11.1.1 y 9.11.1.2)
- Techos auto soportantes (Ver API 653 numerales 9.11.2.1 y 9.11.2.2)

- **Reparación techos flotantes**

- Techos flotantes externos (Ver API 653 numerales 9.12.1)
- Techos flotantes internos (Ver API 653 numerales 9.12.2 y 9.12.3, 9.13.1, 9.13.2, 9.13.3, 9.13.4, 9.13.5)

- **Reparación fondo del tanque:** (Ver API 653 numerales 9.10.1, 9.10.2)
- **Reparación en el fondo del tanque** (Ver API 653 numerales 9.2.1, 9.2.2, 9.2.3, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8, 9.9)
- **Reparación de accesorios del tanque** (Ver API 653 numerales)

5.4.5 Pruebas. El objetivo de esta etapa es verificar la integridad del tanque y dejar registro documental de todos los ensayos aplicados.

5.4.5.1 Prueba hidrostática: esta prueba evalúa la pared del tanque, pero también determina el estado de formaciones y distorsiones en todo el cuerpo de la estructura. Para ello es necesario llenar el tanque con agua hasta el nivel máximo de diseño. Se examina posibles fugas, también se realiza mediciones con instrumentos para determinar elongaciones y asentamientos, estas mediciones son importantes tomarlas tanto en vacío como después de haberse llenado. Para llenado del tanque se puede emplear el sistema contra incendio dependiendo la disponibilidad de agua en cada sector.

Al no disponerse de suficiente agua, pueden aplicarse los siguientes métodos:

- Pintando todas las juntas con un aceite altamente penetrante y examinando cuidadosamente las juntas para comprobar que no existen fugas.
- Aplicando vacío a cualquier lado de las juntas o aplicando una presión interna de aire y examinando cuidadosamente que no haya fugas.

Durante la prueba hidrostática el nivel de agua en la cota máxima, la estructura del tanque sufre esfuerzos normales máximos de tracción, los cuales originan de formaciones unitarias normales y por ende alargamientos elásticos de las paredes

del tanque que al ser medidos y evaluados determinan el comportamiento estructural del cuerpo del tanque.

Para evaluar correctamente las mediciones realizadas durante la prueba de presión hidrostática, es necesario calcular las deformaciones elásticas en los anillos del tanque; los cuales determinaran las condiciones de seguridad de la estructura. Antes y durante la prueba hidrostática se debe verificar el asentamiento del tanque, teniendo en cuenta el Apéndice B API 653.

5.4.5.2 Prueba de estanqueidad: una vez llenado el tanque a presión atmosférica hasta la abertura de diseño como mínimo se comprueba la no existencia de fugas en todas las uniones soldadas del tanque, por lo tanto es necesario mantener el tanque lleno por lo menos 24 horas y estar realizando inspecciones periódicas.

5.4.5.3 Prueba de vacío: estas pruebas se realizan al fondo del tanque una vez se terminan de soltar las placas y antes de aplicar cualquier recubrimiento, para esta prueba es necesario utilizar una caja de vacío como se muestra en la siguiente figura:

Figura 28 Caja de Vacío



Fuente: caja de vacío en tanques de almacenamiento. Disponible en: https://www.google.com.co/search?q=caja+de+vacio+en+tanques+de+almacenamiento&biw=1301&bih=641&tbm=isch&imgil=M2u555wyz_nYRM%253A%253B_e_nGShLZNVXaM%253Bhttp%25253A%25252F%25252Fwww.sidma.com.mx%25252Fservicios.html&source=iu&pf=m&fir=M2u555wyz_nYRM%253A%252C_e_nGShLZNVXaM%252C_&usg=__7VKT2jB3UmsG4artM-xc5hA2Wjc%3D&ved=0ahUKEwjS-bOtxMPKAhXMKB4KHuAtMQyjclJQ&ei=F1WIVpKSO8zReKW3iJgN#imgrc=M2u555wyz_nYRM%3A

Una caja de vacío consta de un panel de cristal en la parte superior de 6 pulgadas de ancho y 30 pulgadas de largo y en el fondo de la caja posee una junta de goma que funciona como empaque hermético alrededor de la sección de la soldadura a inspeccionar, cuando la caja de vacío se presiona contra las placas de fondo, un vacío parcial se empieza a crear por medio de una bomba que succiona el aire contenido en la caja. La caja de vacío contiene un vacuometro con el cual se puede calibrar la presión de vacío deseada.

✓ Para la aplicación del procedimiento es necesario disponer de los siguientes

a) equipos: caja para la generación de vacío, generador de vacío compresor de aire, vacuometro, cepillo de alambre, trapo limpio, solución jabonosa; la

superficie a inspeccionar será iluminada si fuera necesario con lámpara de bolsillo y otro accesorio de iluminación para alcanzar un mínimo de 161 lux.

b) Limpieza: Las soldaduras a inspeccionar deberán limpiarse antes de la prueba con un cepillo de alambre para evitar que oxido y escorias pudiesen interferir o desvirtuar el resultado de la inspección. El tamaño de la caja de vacío será de dimensión de acuerdo a la fabricación y dispondrá de una mirilla superior que permita la entrada de luz y la observación del área antes mencionada. Además se dispondrá de un vacuometro en buen estado de conservación que permite determinar la presión diferencial existente y detectar la falta de hermeticidad de la junta o cualquier otro tipo de fuga que pudiera existir. El vacío se conseguirá conectando la caja a una bomba generadora de vacío, o a un compresor de aire que asegure una presión menor o igual a 0.2 bares (3 psi). La temperatura de las planchas en el momento de la inspección se debe encontrar entre 10°C y 50°C.

c) Aplicación de la prueba: la prueba se ejecutara de acuerdo a los siguientes pasos:

- ✓ Lograr una solución jabonosa formada a partir de la dilución de jabón líquido o detergente en 10 litros de agua.
- ✓ Aplicar solución jabonosa con brocha u otro medio adecuado sobre la superficie que se va a inspeccionar.
- ✓ Una vez aplicada la solución se colocara la caja de vacío aplicando un mínimo de 0.2 bares (3 psi) de vacío, durante 5 segundos.
- ✓ Durante este tiempo se observará detenidamente la superficie a inspeccionar para evidenciar la ausencia o presencia de burbujas indicantes de la existencia de un posible poro en la superficie a inspeccionar. Este método permite detectar defectos inmediatos que puedan pasar por alto el diferencial de presión.

- ✓ Todas las fugas que sean detectadas deben ser reparadas y nuevamente inspeccionadas con el mismo método extendiendo la inspección 50 mm a cada lado de la reparación.
- ✓ Se realizara un solape de aproximadamente unos 50 mm entre un ensayo y otro para asegurar el ensayo de toda la superficie.
- ✓ El personal que ejecute la prueba debe ser competente y contar con la experiencia necesaria para la ejecución de este procedimiento.

5.4.5.4 Prueba gasoil: este procedimiento se aplica para definir el sellado de la soldadura de unión entre las planchas del fondo y las planchas del primer anillo del cuerpo de los tanques cumpliendo el principio de capilaridad del gasoil.

- a) Equipos: La instrumentación para la aplicación de este método está constituida por un recipiente que almacena el medio detector (gasoil), rociador o brocha para su aplicación.
- b) Preparación de la superficie: la superficie a examinar estará libre de escoria, aceite, grasa u otras sustancias que le puedan interferir negativamente en la aplicación de la prueba y en la interpretación de los resultados. Para la limpieza se utilizaran herramientas, solventes o medios mecánicos. Antes de aplicar la prueba la superficie debe estar completamente seca. La temperatura de la superficie a examinar debe encontrarse dentro de un rango de 4°C – 50°C.
- c) Aplicación del gasoil: será aplicado sobre la soldadura del primer pase del lado externo del perímetro del tanque a través de una brocha o rociadores. El tiempo de aplicación debe ser de mínimo 24 horas para permitir una buena penetración.

d) Inspección y evaluación: se debe realizar una inspección visual a una distancia no superior a 600 mm sobre la superficie a inspeccionar, se debe contar con una buena iluminación. Todas las discontinuidades a través del material serán observadas por la formación de una serie de manchas de gasoil en el lado interno del perímetro del tanque.

e) El criterio de evaluación aplicable es que todas las discontinuidades detectadas son inaceptables y deben ser reparadas y nuevamente examinadas. El personal que aplica la prueba debe ser competente, tener experiencia y entrenamiento apropiado.

5.4.5.5 Pruebas al techo fijo: el techo fijo de un tanque puede probarse aplicando los siguientes métodos:

a) Aplicando una presión interna de aire sin exceder el peso de las placas del techo, a las juntas soldadas se le aplica una solución jabonosa u otro material conveniente para detectar fugas.

b) Otro método puede ser aplicar la prueba de vacío a las juntas

5.4.5.6 Pruebas al techo flotante

- **Pruebas en el deck:** las soldaduras de las placas del deck deben ser inspeccionada aplicando la prueba de vacío explicada anteriormente.

- **Pruebas en el pontón:** antes de que las placas superiores de los pontones estén instaladas los siguientes cordones de soldadura deben ser ensayados con tintas penetrantes:

- La soldadura entre el fondo y las paredes laterales del pontón
- Las soldaduras entre el fondo y los mamparos (divisiones)

- Las soldaduras entre las esquinas de los mamparos (divisiones), deben ser inspeccionados con especial cuidado debido a que son construidos con muescas que generalmente aumentan el cordón de soldadura, logrando existir mayores fallas en esta zona.
 - La soldadura de unión entre el deck y el pontón.
- **Pruebas de hermeticidad en el pontón:** una vez terminado de ensamblar los pontones y revisadas las soldaduras con tintas penetrantes, es necesario revisar la hermeticidad del compartimiento mediante el llenado de aire comprimido a una presión de 0.25 bar
- **Pruebas de drenaje de techo:** los sistemas de drenaje de techo es ensayaran con agua a una presión de 3.5 bar, y durante la prueba hidrostática el drenaje debe permanecer abierto para verificar que no existan fugas en la tubería de drenaje.

5.4.5.7 Verificación de tolerancia dimensional: la medición en vacío determina las condiciones geométricas de fabricación del tanque. Los parámetros que deben ser evaluados son: la verticalidad y redondez.

- **Verticalidad:** el límite máximo de desviación vertical del tanque medido desde la base hasta el tope superior no debe exceder el 1/200 del total de altura del tanque. Según lo estipulado en la API 650. Para tanques que están en operación la máxima desviación de la vertical desde la parte más alta del cuerpo (anillo superior) aun punto situado a 300 mm, arriba del fondo, no deberá exceder de 1/100 de la altura total del tanque según lo estipulado en la API 653.
- **Redondez:** los radios medidos a 0.3 metros sobre el piso del tanque no debe exceder las siguientes tolerancias, estipuladas en la API 650:

Tabla 8. Tolerancia Radial

Diámetro del tanque (metros)	Tolerancia radial (mm)
< 12	± 13
De 12 a < 45	± 19
De 45 a < 75	± 25
≥ 75	± 32

Fuente: Tomada de NORMA API 650. Décima Edición, Noviembre 1998, Adenda 1, Marzo 2000.

5.4.6 Recubrimiento. En esta etapa se realiza todo lo concerniente al recubrimiento interno y externo del tanque así como sus partes y accesorios anexos. Su objetivo es proveer al tanque de un recubrimiento para proteger las láminas del tanque de los fenómenos de corrosión tanto interna como externamente.

6. CONCLUSIONES

- El almacenamiento de Hidrocarburos es una actividad de gran importancia, los stocks juegan un papel destacado en el mercado del crudo y particularmente en sus precios. Su importancia radica en la seguridad de garantizar un abastecimiento abundante y regular a usuarios y consumidores finales ante la posibilidad de deficiencias técnicas en las refinerías o a bordo de los buques, en los oleoductos y tanques de almacenamiento.
- Se elaboró una metodología aplicable a los tanques de almacenamiento de techo fijo y techo flotante, la estrategia está basada en una descripción secuencial de actividades (planeación, alistamiento de área de trabajo, descontaminación, inspección, reparaciones metalmecánicas, pruebas y recubrimiento) que permiten al inspector interactuar de una forma fácil y segura para el desarrollo de su trabajo; mantener los tanques en condiciones seguras, reducir las reparaciones, bajar los costos del mantenimiento.
- La implementación de la metodología permite una reducción de costos, a través de la aplicación secuencial de actividades que aseguran la extensión de la vida útil del tanque de almacenamiento.
- El mantenimiento, siendo este un procedimiento organizado, eficiente y desarrollado, garantiza que una empresa tenga un costo competitivo y la disponibilidad de sus activos productivos.
- Un conocimiento de los tanques de almacenamiento y un tratamiento histórico de sus datos beneficia en gran medida a su control. La reducción del mantenimiento correctivo representa una reducción en costos y un aumento de la disponibilidad, facilita una planificación de trabajos del departamento de

mantenimiento así como una previsión de los recambios o medios necesarios para la ejecución de estos trabajos.

- Un tanque de almacenamiento averiado, genera un impacto ambiental, el cual puede afectar el entorno en el que se desarrollan las operaciones incluidos el aire, el agua, el suelo, los recursos naturales, la flora, la fauna, los seres humanos y sus interrelaciones. Por ello es de vital importancia garantizar la integridad mecánica y el debido funcionamiento de ellos.
- Los tanques de almacenamiento cilíndricos verticales de techo fijo y techo flotante son los más utilizados en la industria petrolera Colombiana, debido a que permiten un mejor desarrollo de la operación.
- La inapropiada aplicación de las normas estandarizadas internacionales como la API 653 ha generado que se presenten fallas repetitivas que interrumpen la operación por un mantenimiento inadecuado que en determinadas ocasiones producen que los tanques de almacenamiento salgan de operación por una rotura, generando un impacto ambiental y pérdidas económicas por la disminución de la capacidad de almacenamiento.
- La metodología elaborada es una herramienta muy cómoda que permite al operador, una interacción más efectiva y una respuesta eficaz ante la presencia de cualquier tipo de dificultad.
- La aplicabilidad de ensayos no destructivos es muy importante en el mantenimiento ya que podemos identificar cualquier anomalía presentada en el tanque; la aplicación de estos ensayos requieren de un alto grado de preparación y conocimiento en las normas aplicables. Deben ser usados correctamente e interpretados por personal calificado.

- Las normas, códigos, regulaciones o estándares son herramientas muy importantes que apoyan los procedimientos y la construcción de equipos que facilitan las operaciones en las facilidades de superficie en los campos de producción. La presente metodología se apoyó en la Norma Internacional API 653 “Inspección, Reparación, Alteración, Desmontaje y reconstrucción de Tanques Atmosféricos”.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS; Standar Practice for Liquid Penetrant Examination ,E 1417-99

APÉNDICE 6 CÓDIGO BPV SECCIÓN VIII, DIV 1, Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos; Inspección por partículas magnéticas.

APÉNDICE OCHO SECCIÓN VIII; Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos; Evaluación de Indicaciones con líquidos penetrantes.

API ESTÁNDAR 650, INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento, Cuarta Edición, Diciembre del 2009.

API ESTÁNDAR 653, INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Reparación, Alteración, Desmontaje y Reconstrucción de Tanques, Cuarta Edición, Diciembre del 2009.

ASTM E142-92. American Society for Testing and Materials. Method for Controlling Quality of Radiographic Testing. USA. (2000).

AYALA Fernando, SANGO Milton; Procedimientos tipo para inspección de uniones soldadas por los métodos de radiografía industrial y ultrasonido, Tesis de Grado como requisito para Optar el Título de Ingenieros Mecánicos; Ecuador 1987.

CEPEDA BETÚN Juan Carlos J, MORILLO ENRIQUEZ Alfonso Abraham; Desarrollo de un plan de mantenimiento para tanques de almacenamiento de petróleo de Petroecuador en el terminal marítimo de balao.; Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Mecánico, EPN, Quito, Ecuador; 2010.

Disponible en: <http://www.focatanques.com/cms/Default.asp>

Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/24020745/Tanques-de-Almacenamiento-de-Hidrocarburos>.

ECOPETROL S.A; Manual de Inspección, Mantenimiento y Reparación de Tanques Atmosféricos API 653, Código ECP-VST-M-MEE-MT-001, Versión 01.

ECUADOR, MINISTERIO DEL AMBIENTE. Estudio de Potenciales Impactos Ambientales y Vulnerabilidad Relacionadas con Sustancias Químicas y Tratamiento de desechos Peligrosos en el Sector Productivo del Ecuador. Capítulo 43 CIU G-4661 pág. 472. El Almacenamiento de Petróleo y sus derivados.

GÓMEZ CABRERA, J. Ángel, BECERRIL CÁRDENAS, Francisco y FLORES SÁNCHEZ, Leobardo. Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie. Julio de 1986.

GÓMEZ HERNÁNDEZ Adriana; CASTILLO Julie Ximena; Definición de Estándares Operativos para Tanques Atmosféricos y Vasijas de Almacenamiento de Líquidos a Presión; Tesis de grado como requisito para optar el título de Ingeniero de Petróleos; Bucaramanga, Colombia, 2007.

GONZA SÁNCHEZ, Víctor Hugo. “Diseño y Calculo de un Tanque para Almacenamiento de Petróleo para 3000 BBLs”. Tesis de Grado para obtención de título de Ingeniero Mecánico. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería Mecánica, Riobamba – Ecuador 2014.

PÉREZ ANGULO Martha, CALDERÓN CARRILLO Zuly, Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Bucaramanga 2011.

RAMÍREZ, Francisco. Introducción a los métodos de ensayos no destructivos de control de la calidad de los materiales. Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial Esteban Terradas. Segunda edición. Madrid; 2000.

RODRÍGUEZ CEJA, Juan, Procedimiento General para la Fabricación y Montaje de Tanques de almacenamiento, Edición 1980, Tampico, Tamps.

RUIZ ACEVEDO Adriana María, Modelo para la implementación de mantenimiento predictivo en las facilidades de Producción de Petróleo, Monografía de grado como requisito para optar el título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento, Bucaramanga 2012.

SECCIÓN V; Artículo 22 SE 1025; Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos; Normas Radiográficas.

TAVERA SALAMANCA Claudia Patricia. “Propuesta para estandarización del mantenimiento en tanques de almacenamiento API en refinería” Monografía de grado como requisito para optar al título de Especialista en Gerencia e Interventoría de Obras Civiles. Universidad Pontificia Bolivariana Bucaramanga, Escuela de Ingenierías – Facultad de Ingeniería Civil, 2010

Técnicas energéticas. Tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Disponible en: <http://www.slideshare.net/RonaldTellezChoque/tanques-de-almacenamientodehidrocarburos1c07>

ANEXOS

ANEXO A. Lista general de inspección de tanques en servicio

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.1.1 BASES		
✓ Mida el nivel de la base y las elevaciones del fondo (ver Apéndice B para cantidad de mediciones)		
C.1.1.1 Anillo de Concreto		
a. Inspección de concreto partido, astillado, y con grietas, particularmente bajo las barras de apoyo (backup bars) utilizadas durante el proceso de soldadura a tope de las láminas anulares debajo del cuerpo.		
b. Inspeccione las aberturas drenaje en el anillo, detrás de los waterdraw de los drenajes y en la superficie superior del anillo para detectar la presencia de fugas.		
c. Inspección de cavidades debajo de la base y vegetación contra el fondo del tanque.		
d. Cheque que el agua lluvia del cuerpo drene lejos del tanque		
e. Cheque el asentamiento alrededor del perímetro del tanque		
C.1.1.2 Asfalto		
a. Revise asentamiento del tanque dentro la base de asfalto, el cual dirige el agua lluvia por debajo del tanque, en vez de alejarla de este.		
b. Busque las áreas donde el derrame del producto ha dejado la roca de relleno expuesta, el cual indica derrame de hidrocarburo.		
C.1.1.3 Arena		
a. Revise si hay asentamiento dentro de la base, el cual dirige el agua lluvia por debajo del tanque, en vez de alejarla de este.		
C.1.1.4 Rocas		
a. La presencia de piedras rotas bajo el fondo de acero, resulta usualmente en corrosión severa en la superficie inferior. Haga una nota para hacer una inspección adicional de la lámina del fondo		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
(inspección de rastrillo, ultrasónica o cupones de prueba) cuando el tanque se encuentra fuera de servicio.		
C.1.1.5 Drenaje		
a. Cheque el sitio para que drene lejos del tanque así como tubería y múltiple asociados.		
b. Cheque las condiciones de operación del dique de drenaje		
C.1.1.6 Limpieza		
a. Inspeccione si las áreas tiene basura, vegetación u otros productos inflamables		
C.1.1.7 Protección Catódica		
a. Revisión de las lecturas del potencial de la protección catódica		
C.1.2 CUERPO		
C.1.2.1 Inspección visual externa		
a. Inspeccione visualmente las fallas de pintura, picaduras y corrosión.		
b. Limpie el área del ángulo del fondo e inspeccione corrosión y adelgazamiento de láminas y soldadura.		
c. Inspeccione el sello entre el fondo y la base, si lo hay.		
C.1.2.2 Interna (Tanque de techo flotante)		
a. Inspección muesca, corrosión, picaduras y fallas en el recubrimiento		
C.1.2.3 Inspección del Cuerpo Remachado		
a. Inspección de la superficie externa de los remaches y fugas en las uniones		
b. Localice las fugas por medio de esquemas o fotos (La localización se pierde cuando el caso se limpia abrasivamente para pintura)		
c. Inspeccione los remaches desgaste debido a la corrosión		
d. Inspección de uniones verticales para ver si han sido soldadas en traslape para incrementar la eficiencia de la junta		
e. Si no existe ningún reporte de las uniones remachadas verticales, dimensiones y esquemático (fotografía) del patrón del remachado: número de filas, tamaño del remache, longitud de la altura y anote en donde cuando la unión remachada e traslapada o a tope		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.1.2.4 Cortavientos o anillos rigidizadores (Tanque con techo flotante)		
a. Inspeccione los cortavientos y pasamanos para detectar daños de corrosión (Falla de pintura, pitting, residuos de corrosión), especialmente cuando ocurra rotas.		
b. Revise las soldaduras de soporte al cuerpo para detectar picaduras, especialmente en las láminas del casco.		
c. Mire que los soportes hayan sido reforzados con láminas de refuerzo soldadas al casco.		
C.1.3 ACCESORIOS DEL CUERPO		
C.1.3.1 Manholes y Boquillas		
a. Inspección grietas o señales de fuga en la soldadura en boquillas, manholes y láminas de refuerzo o ruanas.		
b. Inspeccione las láminas del cuerpo por abombamiento alrededor de las boquillas, causadas por deflexión excesiva de tubería.		
c. Inspección por fugas en los flanches o fugas alrededor de los tornillos		
d. Inspección del sellos de aislamiento alrededor de los manholes y boquillas		
e. Revise si hay un inadecuado flanche en los manways y espesor de la cubierta en los manholes con mezclador.		
C.1.3.2 Manifolds o Múltiples de Tuberías del Tanque		
a. Inspeccione la de tubería de los manifolds, flanches y válvulas para detectar si hay fugas.		
b. Inspeccione los componentes del sistema contra incendio		
c. Revise la tubería anclada o las conexiones del fondo las cuales podrían ser peligrosa para el cuerpo del tanque durante movimiento de tierra.		
d. Cheque el adecuado alivio de presión térmica de la tubería al tanque		
e. Cheque operación de reguladores para tanques con sistemas de purga de gas		
f. Cheque las conexiones de muestreo por fugas y operación apropiada de las válvulas.		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
g. Revise daño y evalúe la precisión de los indicadores de temperatura		
h. Cheque soldaduras en davit clips montados en el cuerpo sobre válvulas de 6 pulg., y más grandes		
C.1.3.3 Sistema Autogauge		
a. Inspeccione la guía de la cinta del autogauge y la parte baja donde se aloja (floating swings) para detectar la presencia de fugas		
b. Inspección la cabeza del autogauge para determinar un apropiado movimiento de la cinta		
c. Jale el chequeador en la cabeza del autogauge para determinar un apropiado movimiento de la cinta		
d. Identifique el tamaño y el material de construcción de la guía de la cinta del autogauge (tanque de techo flotante)		
e. Pregunte al operador si la cinta tiende a colgar durante el movimiento del techo del tanque (tanques de techo flotante)		
f. Compare el nivel actual del producto con la lectura del autogauge (la variación máxima es de 2 pulg.)		
g. En tanques de techo flotante, cuando el techo se encuentra en la posición más baja, cheque que no más de dos pies de cinta estén expuestos en el extremo de la guía de la cinta		
h. Inspección de la condición de tablero y la legibilidad de los caracteres del autogauges		
i. Evalúe la libertad de movimiento del marcador y del flotador		
C.1.3.4 Estación de muestreo montada sobre el cuerpo		
a. Inspección líneas de muestreo para el funcionamiento de válvulas y conexión de las líneas, incluyendo drenaje o línea de retorno al tanque		
b. Cheque las bombas de circulación para detectar fugas y problemas de operación		
c. Evalúe bacsings y los soportes para líneas de muestras y equipo		
C.1.3.5 Calentador (Manways montados al cuerpo)		
a. Inspeccione el drenaje de condensado por presencia de fugas indicativas de producto		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.1.3.6 Mezclador		
a. Inspección el apropiado montaje de flanche y soporte		
b. Inspección por fuga		
c. Inspección de condición de líneas de poder y conexiones al mezclador		
C.1.3.7 Swing Lines: Operación de la Polea		
a. No Flotante: Levante, luego baje la swing line con la polea, y cheque que el cable se encuentre tensionado para confirmar que swing line haya bajado de la manera adecuada		
b. Flotante: Con el tanque hasta la mitad o más, baje la swing line y luego suelte el cable y cheque que el swing haya tensionado el cable, indicando que la polea está funcionando correctamente		
c. Indicador: Cheque que el indicador se mueva en la dirección apropiada: los indicadores de swing line flotantes muestran un nivel más bajo cuando el cable esta enrollado en la polea. Los indicadores de swing line no flotantes muestran lo contrario		
C.1.3.8 Swing Lines: Sistema de Guía Externo		
a. Cheque fugas: En juntas roscadas y flancheadas		
C.1.3.9 Swing Lines: Identifique Ballast Varying Need		
a. Revise si hay una diferencia significativa en la gravedad específica del producto almacenado		
C.1.3.10 Swing Lines: Material del Cable y Condición		
a. Para cable de acero no inoxidable, cheque corrosión sobre la longitud total del cable		
b. Todos los cables: Cheque desgaste o fragilización		
C.1.3.11 Swing Lines: Comparación de la muestra del producto		
a. Revise agua o diferencia de gravedad que podrían indicar una junta swing con fuga		
C.1.3.12 Swing Lines: La mira o target		
a. La mira debe indicar la dirección de la abertura del swing (arriba o abajo) y la altura arriba del fondo, donde se perderá succión con swing en el soporte del fondo		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.1.4 TECHOS		
C.1.4.1 Corrosión Interna de las láminas del techo		
a. Para seguridad, antes de entrar al techo, inspeccione con un equipo de ultrasonido o utilice un martillo de bola para evaluar la lámina cerca de los bordes del techo por adelgazamiento (la corrosión ataca normalmente primero a la lámina en los bordes y en las vigas en el centro del techo)		
C.1.4.2 Corrosión Externa de las láminas del techo		
a. Realice una inspección visual por fallas de pintura, huecos, picaduras y productos de corrosión en piso del techo.		
C.1.4.3 Drenajes del Techo		
a. Busque indicadores de agua estancada. (Significativos empozamientos en un techo fijo indican una falla potencial de las vigas. Grandes empozamientos de agua en un techo flotante indican un inadecuado diseño de drenaje o si es en un solo lado, indica un techo desnivelado son posibles fugas en los pontones)		
C.1.4.4 Nivel del Techo Flotante		
a. En varias partes, mida la distancia del borde o pestaña del techo hacia una soldadura horizontal por encima del techo. Una variación en las lecturas indica un desnivel del techo con posible falta de redondez del cuerpo, abombamientos, fugas en los pontones o que este colgando. En tanques de pequeño diámetro, una condición de desnivel puede hincar una carga desigual a ese nivel.		
C.1.4.5 Prueba de gas para techos de membrana flotante		
a. Evalúe gas explosivo encima de la membrana flotante. Las lecturas pueden indicar fugas en el techo, en el sello, o ventilación inadecuada del área encima de la membrana flotante.		
C.1.4.6 Aislamiento del techo		
a. Realice una inspección visual para detectar grietas o fugas en la capa del aislamiento climático donde el agua lluvia pueda penetrar en el aislamiento		
b. Inspeccione aislamiento húmedo debajo de la capa de aislamiento climático		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
c. Remueva pequeñas secciones de prueba del aislamiento y revise corrosión y agujeros cerca al borde del área aislada		
C.1.4.7 Sistema de Sello del Techo Flotante		
a. Examine la condición del sello, mida y registre los máximos espacios RIM y los espacios entre el cuerpo y el sello alrededor de toda la circunferencia completa del techo al nivel de la inspección (nota: Inspección del sello y medición de los espacios RIM y los espacios entre el cuerpo y el sello a más de un nivel puede ser necesario para determinar más completamente si existen algunos problemas en otros niveles de operación del tanque)		
1. Abajo		
2. En la mitad del cuerpo		
3. Nivel máximo del líquido		
b. Mida y registre el espacio anular a cada 30 pies (mínimo de cuatro cuadrantes) alrededor del techo. Las mediciones se deben tomar en pares directamente opuestos.		
1. _____ Par opuesto 1		
2. _____ Par opuesto 2		
c. Revise si la membrana en el sello primario de zapata está empujando la zapata alejándola del cuerpo (membrana no lo suficientemente grande)		
d. Inspeccione la membrana por deterioro, huecos, rasgaduras o grietas		
e. Inspeccione las partes metálicas visibles por corrosión o desgaste		
f. Inspeccione aberturas en el sello que pueden permitir emisiones de vapor		
g. Inspeccione tornillos o cabezas del remache protuberantes en contra del casco		
h. Empuje los sistemas de sellos primarios y secundarios hacia atrás alrededor de todo el cuerpo para verificar su operación		
i. Inspeccione los sellos secundarios por señales de doblamiento o indicaciones que muestren que su ángulo con el cuerpo es muy estrecho		
j. Inspeccione los limpiadores de sellos si tienen flexibilidad, resiliencia,		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
grietas y desgarramientos		
C.1.5 ACCESORIOS DEL TECHO		
C.1.5.1 Compuertas de muestra		
a. Inspeccione la condición y funcionamiento de la tapa de la compuerta de muestra		
b. En tanques gobernados por normas del Distrito de Calidad de Aire, cheque la condición del sello dentro de la tapa de la compuerta		
c. Revise corrosión y conexión de la thief y de la tapa de la compuerta de medición		
d. Donde se utiliza la compuerta de muestra para medir el nivel stock gauge real del producto, revise marcas and tab stating hold – off		
e. Revise platinas de refuerzo donde entra la compuerta de muestra al techo		
f. En techo flotante con compuerta de muestra y sistemas recoil, inspeccione la operación de recoil y condición de la cuerda		
g. Revise la operación del sistema		
h. En producto muy limpio tales como JP4, cheque la presencia y condición de la recubrimiento al interior de la compuerta (previniendo residuos de la tubería dentro de la muestra)		
C.1.5.2 Foso de Medición		
a. Inspeccione la porción visible del foso de medición revisando adelgazamiento tamaño de las ranuras y condición de la tapa		
b. Cheque el marcador y tab de la distancia hold – off con la distancia hold – off (legible)		
c. En techos flotantes, inspeccione la condición de la guía del techo que sirve de foso de medición, particularmente la condición de los rodillos por acanaladuras		
d. Si hay acceso, revise la distancia de la tubería del foso de medición hasta en el cuerpo a diferentes niveles		
e. Si el tanque tiene lavador del foso de medición, revise la válvula por fugas y presencia del bull plug o blind flange		
C.1.5.3 Soporte de Andamios de Techos Fijos		
a. Inspeccione el soporte del andamio por corrosión, desgaste, y		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
sanidad estructural		
C.1.5.4 Autogauge: Compuertas de inspección y guías (Techo Fijo)		
a. Revise las compuertas por corrosión o tornillos faltantes		
b. Inspeccione corrosión en las tapas de las guías y en los cables de anclaje		
C.1.5.5 Autogauge: Tapa del foso del flotador		
a. Inspeccione corrosión		
b. Revise el cable de la cinta por desgaste causado por fricción en la tapa		
C.1.5.6 Compuertas de muestra (Membranas Internas Flotantes)		
a. Cheque las condiciones generales		
b. Cuando se encuentre equipado con un material o tela de sellado, cheque el cierre automático después de tomar muestra		
c. Cuando se encuentre equipado con un equipo para abrir el recoil reel cheque la operación apropiada		
C.1.5.7 Venteos en el techo (Membranas Internas Flotantes)		
a. Cheque la condición de las pantallas, pines de bloqueo y de pivote		
C.1.5.8 Anillo de escurrir en la plataforma de medición		
a. En tanques de techo fijo con anillos de escurrido bajo la plataforma o área de muestra, inspeccione que el sistema de drenaje regrese al tanque		
C.1.5.9 Drenajes de emergencia del techo		
a. Inspeccione tomas de vapor para drenajes de emergencia: que los discos del material o tela del sello sean un poco más pequeños de ID de la tubería y que la tela del sello se encuentre sobre el nivel de líquido.		
C.1.5.10 Soportes de las patas del techo removible		
a. Revise los soportes de las patas en el techo		
C.1.5.11 Rompe vacío o válvulas de presión		
a. Reporte el tamaño, número y tipo de rompe vacíos Inspecciónelos, si se han puesto las patas altas, revise si hay daño mecánico en la posición más alta de las patas.		

LISTA GENERAL DE INSPECCIÓN DE TANQUES EN SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.1.5.12 Rim Vents		
a. Cheque la condición de la pantalla en la tapa del rim vent		
b. Cheque plating off o remoción de rim vents donde las normas jurídicas no permitan esta remoción		
C.1.5.13 Pontoon Inspection Hatches		
a. Abra las tapas de los pontones y revise visualmente el interior si hay para fugas		
b. Inspeccione por gas explosivo (un indicador de vapor fugándose)		
c. Si el pontón tiene seguros, revise tubos de venteo. Revise que los tubos de venteo no estén enchufados, inspeccione la condición y operación de los seguros (look - down)		
C.1.6 VÍAS DE ACCESO		
a. Ver lista de chequeo de Inspección de tanques fuera de servicio ítem		
NOTAS		

ANEXO B. Listas de chequeo en tanques fuera de servicio

LISTAS DE CHEQUEO EN TANQUES FUERA DE SERVICIO		
ÍTEM	COMPLETO	COMENTARIOS
C.2.1 RECONOCIMIENTO		
a. Revise que el tanque haya sido limpiado, este libre de gas y seguro para la entrada		
b. Revise que el tanque está completamente aislado		
c. Revise que el techo este adecuadamente soportado, incluyendo la estructura del techo fijo y los soportes del techo flotante		
d. Revise la presencia de elementos que presenten riesgo de caída, tales como vigas del techo corroídos, estalactita asfáltica e hidrocarburos atrapados en equipos enchufados o cerrados o aditamentos, andamios (ledge), etc.		
e. Inspeccione peligros de resbalarse en el fondo del tanque y el piso del techo		
f. Inspeccione las soldaduras estructurales sobre vías de accesos y clips (abrazaderas, sujetadores, collares)		
g. Revise las superficies que necesitan inspección por presentar costras de oxidación (heavey – scale buildup) y revise las soldaduras y superficies grasosas donde las soldaduras van a hacerse. Apunte las áreas que necesitan más limpieza, incluyendo blasting.		
h. Revisión lecturas del potencial de la protección catódica		
C.2.2 EXTERIOR DEL TANQUE		
a. Inspeccione accesorios abiertos durante la limpieza tales como ensambles de poleas, boquillas interiores (después de remover las válvulas)		
b. Prueba de martillo o prueba mediante ultrasonido para el techo		
c. Entre e inspeccione los compartimientos de los pontones del techo flotante		
C.2.3 SUPERFICIE INTERIOR DEL FONDO		
a. Usando una linterna sosténgala cerca y paralela a las láminas del fondo, usando un croquis de las láminas del fondo como guía, inspeccione visualmente y realice una prueba de martillo a todo el fondo del tanque		

b. Mida la profundidad de las picaduras y describa su apariencia (bordes cortantes, tipo, densidad, difusión, etc.)		
c. Marque las áreas que requieran parches o inspecciones adicionales		
d. Marque la localización de cupones de medición para inspeccionarlos		
e. Inspeccione todas las soldaduras para determinar corrosión y fugas, particularmente la soldadura de unión entre el cuerpo y el fondo		
f. Inspeccione las láminas anulares del mismo o de mayor espesor que las del fondo (sketch plate) para determinar corrosión		
g. Localice y marque hundimientos debajo del fondo del tanque		
h. Registre los datos del fondo sobre un croquis del mismo usando el fondo existente y las láminas como una cuadrícula. Haga una lista del número y tamaño de los parches requeridos		
i. Prueba de vacío a las soldaduras traslapadas del fondo		
j. Prueba con martillo o examinación ultrasónica de cualquier lugar levemente descolorizado o áreas con humedad		
k. Revise las platinas de los elementos soportados sobre el fondo del tanque		
l. Inspeccione las platinas donde caen de los soportes del techo flotante para determinar picaduras o cortadas y excesiva formación de agujeros (indicando excesiva carga)		
m. Verifique las bases de la columna de soporte del techo fijo para determinar adecuadas platinas y ángulos de restricción.		
n. En zonas de temblores 3 y 4, verifique que todos los soportes del techo no están soldados al fondo del tanque, pero están solamente restringidos a movimientos horizontales.		
o. Verifique las áreas debajo de cable de balanceo (swing line cable) para determinar si hay cortaduras o arrastramiento por el suelo		
p. Marque crudo viejo y conexiones de prueba de aire para remover y reparar		
q. Identifique y reporte áreas bajas en el fondo que no se hayan drenado adecuadamente		
r. Inspeccione los recubrimientos buscando agujeros, levantamientos, deterioros y descolorización.		
C.2.4 SOLDADURAS Y LÁMINAS DEL CUERPO		
a. Fondos crónicos, inspeccione exhaustivamente y mida la profundidad		

de pérdida de material en las 2 a 4 pulgadas más bajas en el casco (áreas de empozamiento del agua)		
b. Mida la profundidad de las picaduras en cada anillo		
c. Inspeccione y estime la cantidad de pérdida de material en las cabezas de los tornillos o remaches		
d. Inspeccione uniones traslapadas remachadas entre el fondo y el cuerpo		
e. Inspeccione si se presenta daño como ranuras verticales producidas por el sistema de empuje de los sellos		
f. Inspeccione recubrimientos de protección existentes para encontrar daños, deterioros, y desprendimientos		
g. Revise las áreas de fricción (indicando mucha presión por las zapatas de ensamble sellados o inadecuado distancia anular)		
h. Visualmente inspeccione las láminas del cuerpo y las costuras para buscar indicaciones de fugas		
i. Si el casco tiene remaches o costuras con tornillos, guarde la localización de las fugas con fotografías o esquemas en caso de que la localización se pierda durante la preparación de la superficie al ser pintada		
j. Mida la distancia anular para intervalos de 40 pies		
k. Examine el cuerpo para encontrar falta de redondez y abombamientos		
C.2.5 DESAGÜES UBICADOS EN EL CUERPO		
a. Inspeccione los desagües buscando corrosión y un adecuada protección		
b. Verifique la localización del desagüe que no está arriba de cualquier válvula del tanque o equipo		
C.2.6 SUPERFICIE INTERIOR DEL TECHO		
C.2.6.1 General		
a. Inspeccione visualmente la superficie interna de las láminas del techo buscando agujeros, costuras y picaduras		
b. La prueba de martillo o examinación con ultrasonido para encontrar áreas delgadas, particularmente en los lugares de vapor del techo flotante y para el borde del techo sobre el tanque cónico		
c. Revise las platinas de refuerzo de todos los aditamentos soldados a las láminas del piso del techo para verificar que estén libres de roturas		
d. Si no hay platinas, realice prueba de penetrantes para encontrar grietas de las soldaduras o en las láminas		

e. Inspeccione el recubrimiento de protección para encontrar roturas, desprendimiento y deterioro		
f. Prueba de holiday del recubrimiento de la superficie interior si no está planeado un nuevo recubrimiento		
C.2.6.2 Estructura del soporte del techo fijo		
a. Inspeccione las columnas de soporte por adelgazamiento en los 2 pies superiores		
b. Sobre la columna API (dos vigas unidas y soldadas) revise buscando corrosión en los puntos de soldadura, a menos que las uniones entre las vigas estén completamente soldadas		
c. Verifique que la platina de refuerzo sobre el fondo esta con soldadura del sello al fondo del tanque con clips de restricción de movimientos horizontales soldados a la platina		
d. Determine si las columnas están rellenas de concreto o es tubería abierta. Si es tubería abierta, verifique una abertura de drenaje en el fondo de la tubería		
e. Inspeccione y mida las vigas (rafets) buscando adelgazamiento, particularmente cerca al centro del techo. Reporte la perdida de metal		
f. Chequee vigas desgastadas (rafgers) o torcidas		
g. Inspeccione vigas (girders) por adelgazamiento y verifique que ellas están aseguradas al tope de las columnas		
h. Reporte si las columnas tiene refuerzos transversales en el área entre la bomba baja afuera de la parte		
i. Inspeccione y reporte la presencia de cualquier tope de las líneas de balanceo (swing line bumpers) montadas en techo		
j. Fotografíe la estructura del techo si no existe ningún plano de las vigas (rafters)		
C.2.7 ADITAMENTOS DEL TECHO FIJO		
C.2.7.1 Puertas livianas y de Inspección		
a. Inspeccione las compuertas para encontrar corrosión, imperfectos en la pintura y recubrimiento, agujeros y una tapa sellante		
b. Sobre las tapas desgastadas, verifique una cadena de seguridad en buenas condiciones		
c. Sobre compuertas livianas mayores a 30 pulgadas transversales, verifique que las vigas (rods) sean seguras		

C.2.7.2 Conexión de los soportes del andamiaje		
a. Inspeccione la condición de los soportes del andamiaje por corrosión		
C.2.7.3 Respiraderos y Venteos		
a. Inspeccione el respiradero		
b. Inspeccione la protección de ventiladeros y respiraderos		
C.2.7.4 Compuertas de Emergencia P/V		
a. Inspeccione las compuertas de presión/vacío (Las características deberán ser altas, suficiente para prevenir ruidos del respiradero durante la operación normal. Vea la guía del constructor del respiradero)		
b. Inspeccione las compuertas herméticas de líquido para determinar corrosión y apropiado nivel del líquido en el sello		
C.2.7.3 Compuertas de Muestreo		
a. Inspeccione la compuerta de muestra para determinar corrosión		
b. Verifique que la tapa funcione apropiadamente		
c. Si el tanque no tiene pozo de medición, verifique que un marcador de distancia (hold off) y verifique la medida		
C.2.8 TECHO FLOTANTE		
C.2.8.1 Piso del Techo		
a. Martillee el área entre el borde del techo y el casco (si el acceso para martillar es inadecuado, mida la distancia entre el borde del fondo del techo al área corroída y entonces martillee dentro del ponton)		
b. En el servicio de agua ácida, limpie y pruebe todas las láminas del piso con soldadura buscando grietas a menos que el traslape más bajo hayan sido selladas con soldadura		
c. Verifique que el desagüe del techo está abierto y los tapones del drenaje del techo estén abiertos en caso de lluvias inesperadas		
d. Sobre el piso del techo de fondo plano y fondo cónico, verifique una trampa de vapor alrededor de la periferia del techo. La trampa deberá ser continua, sin fugas para prevenir que escape el vapor al área sellada desde abajo del centro del techo.		
C.2.8.2 Pontones del techo flotante		
a. Inspeccione visualmente cada pontón buscando fugas de líquido		
b. Corra un cable delgado a través del cuello de las ventilaciones para inspeccionar bloqueos en las cubiertas de los compuertas para asegurar que ellas están abiertas		

c. Inspeccione los bloqueos en cada tapa de las compuertas		
d. Revise el informe si cada pontón tiene:		
1. Sello de vapor (soldadura de sello sobre un lado sobre el fondo, a los lados, y en el tope)		
2. Sello de líquido (soldadura de sello sobre el fondo y los lados solamente) o		
3. Inaceptable (La condición mínima aceptable es sello de líquido)		
C.2.8.3 CUTOUTS DEL TECHO FLOTANTE * los cutout son sistemas que cortan el flujo cuando se sobrepasa un nivel		
a. Inspeccione debajo de los cutouts si hay daño mecánico		
b. Inspeccione si hay grietas en la soldadura		
c. Inspeccione si hay adelgazamiento de la pared, picaduras o erosión		
d. Mida los mezcladores del cutout y registre el espesores de la lámina para futuras instalaciones o reemplazos espesor de la lámina_____		
C.2.8.4 Soportes del techo flotante		
a. Inspeccione los soportes altos removibles y bajos fijos del techo flotante para detectar pérdida de espesor		
b. Inspeccione en la parte inferior de los soportes que tengan la ranura para un adecuado drenaje		
c. Inspeccione hundimientos de los soportes o empozamientos del fondo		
d. Inspeccione los agujeros de pasadores en las guías del techo para detectar rasgaduras		
e. Verifique la verticalidad de los soportes		
f. Inspeccione las cartelas de refuerzo en todos los soportes a través de una porción del techo		
g. Inspeccione el área alrededor de los soportes del techo para determinar la existencia de grietas si no hay platinas internas de refuerzo		
h. Inspeccione el sistema de sellado en los soportes de dos posiciones y las salidas de vapor en los soportes bajos fijos para determinar deterioro en el empaque		
i. En soportes del techo montado sobre el cuerpo, verifique la adecuada holgura basado en el máximo movimiento del techo flotante como se determinó por la posición del techo relativo al pozo de medición (gauge well) y/o dispositivo contador de rotación.		

C.2.9 ENSAMBLES DE SELLO DEL TECHO FLOTANTE		
C.2.9.1 Ensamble de zapata primaria		
a. Remueva cuatro secciones de espuma (Sello relleno de espuma) para inspección cada 90 grados		
b. Inspeccione dispositivos soportados sobre el borde del techo o pontón para detectar adelgazamientos, doblado, rotura de soldaduras y desgaste de agujeros de pasantes (pin hole)		
c. Inspeccione abrazaderas (clips) soldadas al borde del techo que presente adelgazamiento		
d. Zapatas - Inspeccione la presencia de adelgazamiento y agujeros en las zapatas		
e. Inspeccione salientes de tornillos, abrazaderas (clips) y aditamentos		
f. Material del sello. Inspeccione por daños, rigidez, huecos y rasgaduras		
g. Medida la longitud de la fibra desde el tope de la zapata hasta el borde del techo, y verifique contra el espacio anular anticipado máximo a medida que el techo funciona		
h. Inspeccione cualquier modificación de las zapatas por encima de boquillas del cuerpo, mezcladores etc., para determinar holgura.		
i. Inspeccione las zapatas para determinar si hay daños causados por golpes con las boquillas, mezcladores, etc.		
C.2.9.2 Ensamble Toroidal Primario		
a. Inspeccione el material del sello para determinar desgaste, deterioro, agujeros o desgarres		
b. Inspeccione el sistema de soporte (hoid down) por abombamiento o doblado		
c. Inspeccione la espuma para determinar si presenta absorción de líquido y deterioro		
C.2.9.3 Secundario montado en la pestaña del techo		
a. Inspeccione el anillo de montaje (barra atornillada) para determinar corrosión y rotura de soldaduras		
b. Mida y registre los espacios entre el sello y el cuerpo		
c. Visualmente inspeccione las costuras desde la parte de abajo, buscando agujeros que sean evidenciados con la luz		
d. Inspeccione el material del sello para determinar deterioro o rigidez		
e. Inspeccione daños mecánicos, corrosión y desgaste sobre la punta en		

contacto con el cuerpo		
f. Inspeccione la existencia de contacto con obstrucciones encima del tope del casco		
C.2.10 ADITAMENTOS DEL TECHO FLOTANTE		
C.2.10.1 Entradas para el personal por techo		
a. Inspeccione paredes de las entradas de personal por picaduras o adelgazamientos		
b. En tanques con auto calibradores de interfase, revise el sello alrededor del cable de medición y cables guías a través de las vías de acceso de personal		
c. Inspeccione las tuercas y los tornillos de la tapa		
C.2.10.2 Paredes del Venteo		
a. Revise las paredes del venteo para determinar picaduras y agujeros		
b. Revise la condición de las láminas dentro del venteo		
c. En tanques de techo flotante donde las reglas ambientales cierre del venteo. Revise el tubo de ventilación por corrosión y la unión anillo tubería y revise que el blindaje (blinding) es adecuado		
C.2.10.3 Obturador de vacío (Tipo respiradero)		
a. Revise operación y servicio de la válvula de respiración		
b. Revise que la boquilla se proyecte no más de ½ " por debajo del techo		
C.2.10.4 Obturador de Vacío (Tipo mecánico)		
Inspeccione el desgaste del vástago, mida que tan lejos la tapa del obturador de vacío se levanta de la tubería cuando el techo está descansando sobre las patas altas y bajas		
a. Sobre las patas altas _____		
b. Sobre las patas bajas _____		
C.2.10.5 Drenaje del techo: Sistema abierto, incluyendo drenajes de emergencia		
a. Revise el nivel del líquido adentro de los drenajes de techo abierto para adecuada evacuación. Reporte si hay insuficiente distancia entre el nivel del líquido y el tope del drenaje		
b. Si las esquinas del tanque bajo reglas de monitoreo de la calidad del aire, inspeccione los tapones de vapor del drenaje		
c. Si el drenaje de emergencia no está en el centro del techo, revise que haya al menos tres drenajes de emergencia		

C.2.10.6 Sistemas de drenaje cerrados: Drain Basin		
a. Inspeccione adelgazamiento y picadura		
b. Inspeccione el recubrimiento protector (lado superior)		
c. Inspeccione la cubierta del basin o tamizado (screen) para detectar corrosión		
d. Ensaye la operación de la válvula cheque		
e. Revise la presencia de la válvula cheque donde el fondo de la cubeta (basin) está debajo del nivel de producción		
f. Inspeccione las cubetas de drenaje de las soldaduras del piso del techo para detectar grietas		
g. Verifique las cubetas del drenaje de la salida de la tubería para determinar un adecuado refuerzo para el piso del techo (incluyendo platina de refuerzo)		
C.2.10.7 Sistema de drenaje cerrado. Línea de drenaje fijo sobre el fondo del tanque		
a. Prueba de martillo en la línea del drenaje fijo sobre el fondo del tanque para determinar adelgazamiento y taponamiento por desechos		
b. Inspeccione los soportes y las platinas de refuerzo para fallas en la soldadura y corrosión		
c. Verifique que la tubería está alineada, que no esté rígidamente bloqueado al soporte, para desgarramientos de las platinas del fondo del tanque		
d. Inspeccione los resultados de la prueba hidrostática en sistemas flexibles del drenaje de techo		
C.2.10.8 Sistemas de drenaje cerrado. Drenaje de tubería flexible		
a. Inspeccione para detectar daños en el exterior de la tubería		
b. Verifique obstrucciones que la tubería pudiera presentar		
c. Inspeccione protecciones de la tubería para protegerla de rasguños o dalos		
d. Inspeccione resultados de la prueba hidrostática en sistemas flexibles de drenaje del techo		
C.2.10.9 Sistema de drenaje cerrado: Uniones articuladas del drenaje		
a. Prueba de martillo en la tubería rígida en sistemas de unión flexible por adelgazamiento y taponamiento con desechos		
b. Inspeccione el sistema para determinar signos de doblado y		

estiramiento		
c. Inspeccione resultados de la prueba hidrostática del sistema		
d. Inspeccione los soportes y las platinas		
C.2.10.10 Sistemas de auto calibración (autogage) y de alarma		
a. Verifique libertad de movimiento de la cinta mediante la guía de cinta de auto calibración		
b. Inspeccione que las poleas tengan libertad de movimiento		
c. Pruebe la operación del chequeador		
d. Inspeccione la cinta y el cable tipo cinta para determinar enredos y desgaste		
e. Pruebe la libertad de movimiento de la cinta a través de las poleas guías y la tubería guía tipo cinta		
f. Sobre tanques de tope abierto, (open-top tanks) verifique que la cinta de puerta en los cables no tiene más de 1 pie de cinta expuesta con flotador en el punto más bajo		
g. Revise fugas en el flotador		
h. Ensaye los alambres guías del flotador en su acción de resorte por empuje y soltura		
i. Inspeccione las vainas (floatwell) por adelgazamiento y picaduras de las paredes justo arriba del nivel del líquido		
j. Revise que el auto calibrador (cinta) este firmemente atado al flotador		
k. Inspeccione la cinta del cable y la fibra de sello del alambre guía y a través de las cubiertas de las paredes del flotador		
l. Inspeccione la abrazadera del manotero de cables de la guía del flotador		
m. Inspeccione el indicador del auto calibrador tipo tablero por legibilidad y libertad de movimiento del indicador		
n. Mida y guarde esas distancias para determinar si el daño del sello ocurrirá si el tanque es corrido desde		
1. El ángulo del tope del casco hasta el lado inferior del sistema guía de la tapa		
2. El nivel del líquido en el tope del flotador hasta el tope del sello secundario		
C.2.11 ADITAMENTOS COMUNES DEL TANQUE		
C.2.11.1 Sistema de Medición		
a. Inspeccione la tubería del pozo de medición por adelgazamiento en		

cerca de 2/3 de distancia arriba del fondo: busque adelgazamiento del borde de las ranuras		
b. Verifique la presencia de corrosión en las uniones de la camisa. Verifique que las cuerdas, los pesos, los termómetros etc., han sido removidos de la camisa (pipe)		
c. Verifique la conicidad del extremo del fondo de la camisa a 1 pie por encima del fondo		
d. Verifique la condición del limpiador de la camisa del pozo y si su lado acampanado está dirigido hacia el lado cercano a la platina de separación (hold off)		
e. Verifique que los soportes del pozo de medición están soldados a la platina o al casco y no están directamente soldadas al fondo		
f. Verifique la operación de la tapa del pozo de medición		
g. Verifique la presencia de la marca de distancia de separación en la camisa del pozo y registre la distancia de separación (hold off _____)		
h. Identifique y reporte el tamaño y Schedule de la camisa (pipe) si la camisa es sólida o ranurada. Reporte el tamaño de la ranura.		
i. Verifique que la distancia de la platina de calibración (hold off) está con soldadura del sello al fondo y cualquier soporte del pozo de medición esté soldado a la lámina y no directamente al fondo		
j. Inspeccione el flotador del control de vapor y los cables		
k. Verifique la presencia y la condición del limpiador del pozo de medición		
l. Verifique el acople en la válvula del limpiador del pozo de medición		
m. Inspeccione la guía del pozo de medición en tanques de techo flotante para adelgazamiento o picaduras		
n. Inspeccione las guías de rodillos o las láminas de deslizamiento para que tenga libre movimiento		
o. Inspeccione la condición de sistema de sello de la camisa del pozo de medición		
p. En aceite negro o ACPM: si el pozo de medición es también para muestreo, verifique la presencia de una compuerta tipo ladrón (thief - gauge) para evitar derrames		
C.2.11.2 Sistema de muestreo. Compuertas de muestreo en el techo		
a. Inspeccione las compuertas de muestra montadas en el techo que tengan platinas de refuerzo y que no presente agrietamiento		

b. Inspeccione la operación de las tapas		
c. Para tanques cumpliendo con reglas de monitoreo de calidad del aire (Air Quality Monitoring District) inspeccione las tapas de las compuertas de muestreo para determinar que tengan un buen sellamiento		
d. Verifique el alineamiento horizontal de las compuertas de la membrana del techo (internal floating roof) bajo compuertas de techo fijo		
e. Inspeccione los sistemas de sello sobre la tapa de la compuerta de muestreo de los techos flotantes		
f. Inspeccione las cuerdas y los carretes de rechazo de las tapas de las compuertas de muestreo de los techos flotantes		
C.2.11.3 Boquillas del cuerpo		
a. Inspeccione las boquillas del cuerpo para determinar adelgazamiento y picaduras		
b. Inspeccione las boquillas hot tap para detectar desgaste de los agujeros		
c. Identifique el tipo de boquillas del casco		
d. Identifique y describa la tubería interna, incluyendo codo de subida y de bajada		
C.2.11.4 Para boquillas extendidas dentro del casco		
a. Inspeccione platinas de soporte de tubería soldada al fondo del tanque		
b. Inspección para ver qué tubería no se mueva a lo largo del soporte sin hacer fuerza o tirando sobre la lámina del fondo		
c. Inspeccione válvulas de las boquillas para determinar fugas de empaque y caras de flanches dañadas		
d. Inspeccione los flanches de las boquillas de vapor caliente y válvulas para detectar trozamientos de cables (wire cutting)		
e. Reporte cuales boquillas tienen alivios de tensión térmicas y válvulas		
f. En boquillas de líneas de llenado con codos de bajada internos, inspeccione el desgaste de la lámina sobre el fondo del tanque		
g. Sobre líneas de llenado de codos de subida, en tanques de techo flotante, verifique que las aberturas están dirigidas contra el lado de abajo del techo, no contra el espacio de vapor. Inspeccione impactos por erosión		
C.2.11.5 Difusores y sistemas de circulación de aire		
a. Inspección tubería de difusión para determinar erosión y adelgazamiento		

b. Verifique agujeros en difusor por uso excesivo y ensanchamiento		
c. Inspección los soportes del difusor para determinar daños y corrosión		
d. Verifique las restricciones de los soportes del difusor, no anclar, movimiento en línea longitudinal		
e. Inspeccione arañas de aire sobre el fondo de tanques de aceite de lubricación para determinar taponamiento y daños o uniones roscadas rotas.		
C.2.11.6 Líneas de balanceo (swing lines)		
a. Inspeccione las uniones flexibles para detectar grietas y fugas		
b. Raque la unión flexible a través de dos caras movibles y levante el extremo de la línea de balanceo (swing line) para verificar la libertad de movimiento de la unión, indicada por la separación de las marcas rayadas		
c. Verifique que las uniones flexibles mayores a 6" están soportadas		
d. Inspeccione la tubería de balanceo (swing pipe) para determinar picaduras profundas y corrosión (Weld corrosión)		
e. Afloje los tapones de los respiraderos (vents) en los pontones y escuche un vacío. Falta de un vacío indica una fuga en el pontón		
f. Verifique los resultados de la prueba del aire en los pontones durante las reparaciones		
g. Inspeccione los pontones por picaduras		
h. Inspeccione las conexiones del cable de bajada al swing		
i. Inspeccione la condición del soporte montado en el fondo, topes de limitación de techo fijo, o topes de limitación montados en el casco para condición de madera, corrosión en soldadura y tornillos, y soldadura de sello para el fondo o el casco		
j. Inspeccione la cadena de seguridad de sujeción por corrosión y eslabones débiles		
k. Verifique que hay una platina de refuerzo soldada donde la cadena se conecta al fondo		
l. Si el balanceo flotante (swing floating) en un tanque de techo flotante o en la membrana (internal floating roo) no tiene un aparato limitador previniendo el swing (balanceo) excediendo 60 grados. Mida y calcule el máximo ángulo posible con el techo sobre drenaje (overflow)		
m. Inspeccione el cable que hala hacia abajo por desgaste		

n. Inspeccione para tres cables abraza donde el cable se agrega al extremo de línea de balanceo (swing line) (una guarnida/single reeved) o al ensamble del techo (doble guarnida/doublé reeved). Inspeccione las poleas por libertad de movimiento		
o. Inspeccione la operación de malacate y verifique el indicador de altura por legibilidad y exactitud		
p. Inspeccione el ensamble de poleas montadas al casco en el extremo del pontón para libertad de movimiento de rotación de las poleas		
q. Inspeccione el ensamble de poleas inferior montado en el casco por libertad de movimiento de la polea, adelgazamiento por corrosión y picadura de la chumacera de la polea		
r. Inspeccione el ensamble de poleas superior para libertad de movimiento de la polea		
s. Inspeccione el ensamble del cable de counterbalance por corrosión y libertad de operación		
C.2.11.7 Cremalleras del calentador de las vías de acceso de las personas		
a. Inspeccione las cremalleras del calentador de las vías de acceso del personal por soldaduras rotas y rieles de deslizamiento doblados		
b. Mida y registre la longitud del calentador y longitud de la cremallera		
C.2.11.8 Platinas gastadas del mezclador y deflector		
a. Inspeccione las láminas del fondo y del casco y los puestos del deflector		
b. Inspección erosión y corrosión sobre las platinas gastada: Inspeccione por rigidez, sanidad estructural, corrosión y erosión de las láminas del piso y platinas de refuerzo que están con soldadura de sello a el fondo bajo las patas del lugar del deflector		
c. Mida el ajuste entre el motor entre el fondo del lugar del deflector y el techo cuando el techo esta sobre las patas bajas		
C.2.12 ESTRUCTURAS DE ACCESO		
C.2.12.1 Barandas		
a. Identifique y reporte el tipo (tubería de acero, tubería galvanizada, tubo cuadrado ángulo) y tamaño de las barandas		
b. Inspeccione picaduras, agujeros, fallas de pintura		
c. Inspeccione aditamentos soldados		
d. Identifique uniones defectuosas por no haber aplicado suficiente calor mover las piezas y bordes cortantes inspeccione las barandas y		

travesaños (midrails)		
e. Inspeccione la seguridad de las barras (o las cadenas de seguridad) por corrosión, funcionamiento y longitud		
f. Inspeccione las barandas entre las escaleras de rodillos y la plataforma por una abertura peligrosa cuando el techo flotante están en su nivel más bajo		
C.2.12.2 Estructura de la plataforma		
a. Inspeccione la estructura por corrosión y pintura defectuosa		
b. Inspeccione los aditamentos de la estructura a los soportes y de los soportes al tanque por corrosión y soldaduras defectuosas		
c. Verifique que las platinas de refuerzo donde los soportes están adheridos al cuerpo o al techo		
d. Inspeccione la superficie que descansa sobre el piso de la lámina o de la reja por adelgazamiento o agujeros		
e. Verifique que las uniones de superficie plana a superficie planta tiene sello de soldadura		
C.2.12.3 Láminas del piso y rejilla		
a. Inspeccione la lámina del piso por corrosión que haya causado adelgazamiento o agujeros (no agujeros de desagüe) y deterioro en la pintura		
b. Inspeccione las soldaduras de las láminas a la estructura por incremento en la escala del óxido o herrumbre		
c. Inspeccione la rejilla por corrosión causante de adelgazamiento de las barras y falla de las soldaduras		
d. Verifique las abrazaderas (clips) que sostienen la rejilla a la estructura. Donde la rejilla ha sido fijada a la lámina de reemplazo, mida la elevación del peldaño arriba y debajo de la superficie de la rejilla y compare con otras elevaciones en la escalera		
C.2.12.4 Vigas de las Escaleras		
a. Inspeccione las vigas de las escaleras de espiral por corrosión, pintura defectuosa, y soldaduras dañadas. Inspeccione la unión de los escalones a las vigas		
b. Inspeccione los soportes de las escaleras en las soldaduras del cuerpo y las platinas de refuerzo		
c. Inspeccione los soportes de acero que estén unidos a la base de		

concreto si presenta corrosión		
C.2.12.5 Escalera Rodante		
a. Inspeccione corrosión en las vigas de la escalera rodante		
b. Identifique e inspeccione los peldaños fijos de la escalera (barra cuadrada, barra redonda, ángulos) para soldadura unida a vigas y corrosión, particularmente donde los peldaños en ángulo están soldados a las vigas		
c. Verifique la presencia de desgaste y corrosión donde la escalera rodante está atada a la plataforma de calibración (gagin plataform)		
d. Inspeccione desgaste y falta de seguridad en la barra pivote		
e. Inspeccione la operación de los escalones de las escaleras de auto nivelación		
f. Inspeccione corrosión y desgaste de las partes móviles		
g. Inspeccione las llantas de la escalera rodante para determinar su libertad de movimiento, sitios aplanados y desgaste en el eje		
h. Inspeccione el alineamiento de la escalera rodante con la cremallera del techo		
i. Inspeccione la superficie superior de la cremallera de la escalera rodante por desgaste y las llantas para asegurar al menos 18" de cremallera no desgastada (cremallera suficientemente larga)		
j. Inspeccione las soldaduras de la cremallera de la escalera rodante para determinar corrosión		
k. Inspeccione los soportes de la cremallera en el techo para determinar soldadura de sello en las platinas de refuerzo a la lámina del piso		
l. Verifique las dimensiones, el ángulo máximo de la escalera rodante cuando el techo está sobre las patas bajas (low legs)		
m. Si la cremallera de la escalera rodante se extiende a 5 pies del borde del techo sobre el lado lejano, verifique la existencia de una baranda en el tope del casco de ese lado.		

ANEXO C. Acta de registro de inspección

Tipo de inspección	Fecha(s) de inspección
<input type="checkbox"/> En <input type="checkbox"/> Fuera de Servicio <input type="checkbox"/> Otro _____	Comienzo de la _____ Finalización de la Inspección _____
Solicitud de información	
Razón social	
Dirección	
Localidad	
Teléfono	
Información del sitio / instalaciones	
Nombre del sitio	
Dirección	
Localidad	
Teléfono	
Descripción del Tanque de Almacenamiento de Hidrocarburos	
Matrícula asignada por el fabricante _____ Capacidad total (m ³) _____	
Número del taah del propietario _____ Año de Construcción _____	
Dimensiones	
Diámetro _____(m) Producto Almacenado _____ Altura _____(m)	
<input type="checkbox"/> Tanque Horizontal <input type="checkbox"/> Tanque Vertical <input type="checkbox"/> Tanque Elevado	
Pruebas realizadas	

	APROBADO	NO APROBADO
Inspección Visual	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Redondez	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Verticalidad	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Medición de Espesores	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Prueba Hidrostática	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	APROBADO	NO APROBADO
ENSAYOS E.N.D.		
Rayos X	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ultrasonido	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tintas Penetrantes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Partículas Magnéticas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OBSERVACIONES

APROBADO

NO APROBADO

NOMBRE: _____

FIRMA DEL INSPECTOR: _____

FECHA DE DILIGENCIAMIENTO: _____