



# Guía ARPEL

## Planes de inspección de tanques de almacenamiento





Guía ARPEL  
Planes de inspección de tanques de  
almacenamiento

**Julio de 2012**





## Guía ARPEL MP02-2012

Julio de 2012

Este documento fue concebido en el contexto del Proyecto de Integridad Mecánica y Análisis de Riesgos, del Comité de Refinación de ARPEL. El contenido y la revisión de este documento estuvieron a cargo del Comité de Refinación de ARPEL:

Mauro de Camilli - ANCAP  
Daniel Cebey - ANCAP  
Rosario Martino- ANCAP  
Nikolai Guchín – ANCAP  
Jaime López – ECOPEL  
Jairo Buitrago – ECOPEL  
Daniel Ramirez Livingston -ENAP  
Oscar Gonzalez Contreras -ENAP  
Daniel Santamarina - ExxonMobil  
Victor Casalotti - IAPG  
Ernani Filgueiras – IBP  
Andrea Reid- PCJ (Vicepresidencia)  
Othón Valverde Yáñez - PEMEX  
Rodrigo Abramof – PETROBRAS (Vicepresidencia)  
Frederico Kremer – PETROBRAS  
Angela Martins – PETROBRAS  
Sergio Fontes – PETROBRAS  
Geraldo Marcio Diniz Santos - PETROBRAS  
Marco Calvopiña – EPPETROECUADOR  
Nelson Chulde - EPPETROECUADOR  
Gerardo León Castillo – PETROPERU  
Alfredo Coronel Escobar – PETROPERU  
Margaret Ocando – PETROTRIN  
Sergio Cavallín – PLUSPETROL  
Julian Meiller – PLUSPETROL  
Henry Arias Jiménez - RECOPE  
Oscar Acuña Céspedes – RECOPE  
Carlos Jiménez López – REPSOL (Presidencia)

Arsedio Carbajal González - REPSOL  
Carlos Hughes – STAATSOLIE  
Aubrey Nai Chung Tong – STAATSOLIE  
David Jalma – WPC  
Roberto Cuadros – YPFB (Vicepresidencia)  
Guillermo Achá Morales - YPFB

La elaboración de este documento, estuvo a cargo del **Equipo de Proyecto de Integridad Mecánica** de ARPEL.

**ANCAP:** Silvia Infanzón; **ECOPEL:** Luis Eduardo Zabala; **ENAP:** Gustavo Jiménez; **ExxonMobil:** Daniel Santamarina; **IBP:** Luiz Moschini; **PCJ:** Brian Case; **ARPEL:** Irene Alfaro.

Además, se otorga un especial agradecimiento y reconocimiento a los siguientes profesionales, por su invaluable contribución:

Álvaro Montes de Oca, Juan Carlos Hernández, Rodolfo Ibarrodo (ANCAP); Francisco Elicer (ENAP); Hervandil Morosini Sant'Anna (PETROBRAS).



### **Derechos de autor**

Los derechos de autor del presente documento, ya sea en su versión impresa o electrónica, pertenecen a la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Toda copia de este documento debe incluir este aviso sobre los derechos de autor. Al utilizar este documento en el futuro, el usuario le dará a ARPEL todos los créditos como fuente de información.

### **Exoneración de responsabilidad**

Aunque se ha realizado todo el esfuerzo para asegurar la exactitud de la información contenida en esta publicación, ni ARPEL, ni ninguno de sus socios asumirá responsabilidad alguna por cualquier uso que se haga de la misma. Cualquier referencia a nombres o marcas registradas no representa un endoso ni por los autores, ni por ARPEL o cualesquier de sus socios.



## Contenido

1.	Objetivo de la guía .....	1
2.	Alcance de la guía .....	1
3.	Documentos relacionados .....	1
4.	Antecedentes.....	1
5.	Glosario.....	1
6.	Razones para establecer un plan de inspección de tanques.....	7
7.	Ocasiones para revisar un plan de inspección de tanques.....	8
8.	Desarrollo de un plan de inspección de tanques .....	8
8.1.	Registros del tanque.....	9
8.2.	Análisis referenciales de casos típicos de fallas .....	10
8.3.	Historial de fallas del tanque.....	10
8.4.	Mecanismos de degradación.....	10
8.5.	Escenarios de falla .....	14
8.6.	Métodos de inspección y ensayos.....	15
8.6.1.	Inspección visual.....	15
8.6.1.1.	Aislamiento térmico.....	15
8.6.1.2.	Pintura de protección.....	16
8.6.1.2.1.	Ampollas.....	16
8.6.1.2.2.	Entizamiento .....	16
8.6.1.2.3.	Abrasión /erosión.....	16
8.6.1.2.4.	Grietas, arrugas y aparición de puntos de corrosión dispersos por la región pintada.....	17
8.6.1.3.	Protección catódica.....	17
8.6.1.4.	Puesta a tierra eléctrica .....	17
8.6.1.5.	Escaleras y plataformas.....	17
8.6.1.6.	Dispositivos de seguridad.....	17
8.6.1.7.	Inspección de la base del tanque .....	17
8.6.1.8.	Inspección externa de la envolvente y techo.....	18
8.6.1.9.	Inspección interna.....	18
8.6.1.10.	Evaluación del techo .....	18
8.6.1.11.	Evaluación de sistemas auxiliares .....	18
8.6.2.	Inspección con martillo .....	18
8.6.3.	Líquidos penetrantes.....	19
8.6.4.	Partículas magnéticas.....	19
8.6.5.	Ultrasonido .....	19
8.6.6.	Radiografía.....	20
8.6.7.	ACFM (Alternative Current Field Measurement) .....	20
8.6.8.	Pérdida de flujo magnético (MFL y LFET) .....	20
8.6.9.	Termografía .....	20
8.6.10.	Emisión acústica .....	20
8.6.11.	Estanqueidad .....	21



8.6.12.	Ensayo de resistencia .....	22
8.6.13.	Evaluación de asentamiento .....	22
8.6.13.1.	Asentamiento de envolvente .....	22
8.6.13.2.	Asentamiento de borde .....	23
8.6.13.3.	Otros tipos de asentamiento .....	23
8.6.13.4.	Determinación del asentamiento aceptable.....	23
8.6.13.5.	Evaluación a realizar durante la prueba hidrostática .....	23
8.6.13.5.1.	Estudio inicial.....	23
8.6.13.5.2.	Estudio durante la prueba hidrostática .....	23
8.7.	Resumen de los métodos de ensayo.....	23
8.8.	Efectividad de los métodos de ensayo.....	27
9.	Análisis de resultados de inspección .....	28
9.1.	Cálculo de la vida remanente .....	28
9.2.	Inspección basada en riesgo.....	29
9.2.1.	Recolección de información .....	30
9.2.2.	Análisis de riesgo .....	30
9.2.3.	Plan de inspección .....	31
9.2.4.	Mitigación .....	31
9.2.5.	Re-evaluación .....	31
9.3.	Frecuencia de inspección .....	31
9.4.	Métodos avanzados de análisis y adecuación al uso – criterios de aceptación.....	32
10.	Calificación del personal de inspección y ensayos .....	32
10.1.	Introducción .....	32
10.2.	Metodología de certificación .....	33
10.3.	Métodos de ensayo no destructivos certificados .....	34
10.4.	Niveles de certificación .....	34
10.5.	Exigencias para certificación y calificación.....	34
10.6.	Exámenes .....	35
10.7.	Certificados.....	36
11.	Reparaciones, alteraciones y control de calidad .....	36
11.1.	Materiales.....	37
11.2.	Sustitución de componentes.....	37
11.3.	Soldadura .....	37
11.3.1.	Especificación del procedimiento de soldadura.....	37
11.3.2.	Calificación e identificación del soldador .....	38
11.4.	Control de calidad de reparaciones .....	38
11.5.	Ensayo hidrostático .....	38
11.6.	Actualizaciones de registros .....	38
12.	Documento de gestión del activo.....	38
13.	Implicancias y atribuciones legales sobre la inspección de equipamientos.....	39





## Tablas

Tabla 8.4: mecanismos de degradación .....	11
Tabla 8.7: resumen de métodos y técnicas de inspección y ensayo .....	24
Tabla 8.8: ejemplo de efectividad inherente de algunos métodos de inspección para la detección de algunas discontinuidades típicas .....	28
Tabla 9.3.a: intervalos máximos de inspección para sistemas de protección .....	32
Tabla 9.3.b: intervalos máximos de inspección de acuerdo al procedimiento utilizado .....	32
Tabla 10.3: métodos de ensayo no destructivo .....	34
Tabla 10.5: Requerimientos típicos de capacitación y experiencia <sup>(1)</sup> .....	35

## Figuras

Figura 5: punto de asentamiento .....	6
Figura 9.2: proceso de aplicación de la metodología IBR .....	30
Figura 9.2.2: matriz de criticidad de riesgos .....	31





## 1. Objetivo de la guía

Mostrar los lineamientos para implementar un plan de inspección para tanques de almacenamiento, tomando como marco de referencia el estándar API 653, junto con las mejores prácticas desarrolladas en el ámbito de ARPEL.

## 2. Alcance de la guía

La misma se aplica a tanques aéreos o de superficie, de almacenamiento de hidrocarburos, ubicados en plantas de distribución, refinerías, petroquímicas, terminales de despacho e instalaciones de producción de petróleo. En general, estos tanques de almacenamiento se fabrican conforme a las normas API 650 *Welded Steel Tanks for Oil Storage*, API 620, etc. La misma cubre el piso, envolvente y techo del tanque, hasta la brida contra la envolvente del mismo. No aplica a los sistemas auxiliares de entrada y salida del mismo.

## 3. Documentos relacionados

API 650, 353, 580, 650, 579, 575, 581, 620, ASTM D 86, D 610, D 659, D 661 y D 714, API RP 651, NACE RP 01-93, ISO 9712.

## 4. Antecedentes

El desarrollo de esta guía integra parte de las actividades del Proyecto de Integridad Mecánica y Análisis de Riesgo del Comité de Refinación de ARPEL. Dicho proyecto se concibe con el objetivo de mejorar la gestión de la industria del petróleo y gas en las áreas de integridad mecánica y análisis de riesgo, en el entendido de que representan elementos críticos del sistema de gestión de ambiente, salud, y seguridad industrial del downstream.

## 5. Glosario

### ABENDI

Asociación Brasileña de Ensayos no Destructivos.

### ACFM

La técnica ACFM (*Alternating Current Field Measurement*), o medición de campo de corriente alterna, es una técnica bastante utilizada para identificar fisuras de fatiga y fisuras sub-superficiales. Puede ser aplicada particularmente en la detección de fisuras en el fondo de tanques.

### Alteración

Es cualquier modificación en un tanque que cambia su configuración o dimensiones físicas.

### Anclajes

Sistema por el cual se fija un tanque a la base o fundación del mismo

### Anillos

Segmentos cilíndricos concéntricos que componen el manto de un tanque.

### Ánodo

Superficie de metal desde la cual emerge la corriente para entrar a una solución, siendo en ésta última donde la corrosión o disolución del metal se lleva a cabo.

### Ánodos de sacrificio

Metal con potencial normal de oxidación mayor que el de la estructura metálica por proteger, de tal forma, que al emitir corriente de protección se consume. Se utiliza en sistemas de protección catódica en los que el



metal que actúa como ánodo se sacrifica (desintegra) a favor del que actúa de cátodo. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume dependiendo de la demanda de corriente de protección de la estructura a proteger, de la resistividad del electrolito y del material usado como ánodo, durante el proceso de descarga del mismo.

### **Asentamiento**

Acomodación natural por gravedad del tanque a la base o fundación del mismo.

### **ASNT**

Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos.

### **Boca de visita**

Orificio embridado ubicado en el primer anillo del tanque, que se utiliza para ingreso de personas.

### **Cañería**

Conjunto de componentes utilizado para transmitir, distribuir, mezclar, separar, descargar, medir, controlar o purgar. Las cañerías también incluyen los elementos de apoyo, pero no incluye las estructuras de apoyo, tales como pórticos de construcción, inclinaciones y/o fundaciones. Es un conducto que cumple la función de transportar fluidos.

Esta definición también aplica a la palabra **Tubería**, utilizada en algunos países de Latinoamérica y el Caribe.

### **Cátodo**

El cátodo es la superficie del metal donde la corriente deja la solución y regresa al metal, no hay disolución del metal en el cátodo.

### **Certificación**

Es un documento escrito que avala la calificación. En general es la emisión de un certificado testimonio del cumplimiento de todos los requisitos establecidos en un sistema de certificación.

### **Condensado**

Líquido de hidrocarburos separado del gas natural que se condensa debido a cambios en la temperatura y presión y permanece líquido en condiciones estándares.

### **Condiciones operativas**

Fluido contenido, temperatura, nivel de líquido, velocidad de llenado y vaciado y otras condiciones que ocurren durante el servicio. En general se usa este concepto relacionado con las condiciones de diseño, cuyos límites no se deben exceder en operación.

### **Corriente impresa**

Sistema de protección catódica que introduce corriente continua mediante un transformador en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica. La dispersión de la corriente se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito (chatarra de hierro, ferro - silicio, óxidos de titanio, plomo – plata, grafito, etc.). El terminal positivo de la fuente debe siempre estar conectado a la cama de ánodo, a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura.

### **Corrosión**

Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.)



termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

### **Calificación**

Acto de demostrar que el personal que se va a certificar tiene la escolaridad, experiencia, el entrenamiento formal y las habilidades para realizar una determinada tarea. La demostración es realizada a través de exámenes.

### **Cupón de pérdida de masa**

Probeta metálica de peso conocido (cupón de corrosión) que se expone al ambiente corrosivo que se quiere analizar y se le monitorea la pérdida de peso sufrida para un periodo de tiempo específico, después de haber eliminado previamente por técnicas adecuadas los productos de corrosión.

### **Degradación**

Es la reducción de la habilidad de un componente para cumplir su propósito. Esto puede ser causado por variados mecanismos de deterioro (ejemplos: adelgazamiento o pérdida de espesor, agrietamiento, fisuras, etc.). Daño o degradación se puede utilizar en lugar de deterioro.

### **Ducto**

Sistema de transporte por tubería que incluye componentes como válvulas, bridas, protección catódica, líneas de comunicación y/o transmisión de datos, dispositivos de seguridad o alivio por el cual se transportan hidrocarburos líquidos y gases; generalmente se emplazan bajo la superficie (enterrados) en suelos secos, húmedos o bajo corrientes de agua. En algunos sectores se ubican en estructuras aéreas para superar depresiones del terreno.

### **Electrolito**

Sustancia química, o una mezcla de ellas, líquida o sólida y que contiene iones que migran por la acción de un campo eléctrico.

### **END**

Ensayo no destructivo. Prueba a la que se somete un objeto para verificar su calidad o estado sin que éste resulte dañado o inutilizado.

### **Entizamiento**

Deterioro superficial de la pintura de manera uniforme y progresiva, por acción de los rayos ultra-violeta.

### **Envolvente (*Shell*)**

La envolvente de un tanque de almacenamiento sobre la superficie es el componente vertical que contiene el fluido dentro del tanque. Además sostiene el techo y otras conexiones del tanque como ser escaleras, toberas, y cañerías.

Esta definición también aplica a la palabra **Casco**, utilizada en algunos países de Latinoamérica y el Caribe.

### **Escenario de falla**

Es la manifestación física del daño (por ejemplo: adelgazamiento de la pared, picaduras, agrietamiento, ruptura)

### **Estimación o evaluación del riesgo**

Proceso utilizado para producir una medida del nivel del riesgo sobre vidas, salud, el ambiente o propiedades e incluye un análisis de frecuencia o probabilidad de falla por cada amenaza, análisis de consecuencias y su integración. En la estimación o evaluación del



riesgo, los juicios y valores entran en el proceso de decisiones, explícita o implícitamente incluyendo consideraciones de la importancia o gravedad de los riesgos estimados, consecuencias sociales, físicas, ambientales y económicas asociadas con el propósito de identificar alternativas para su mitigación o manejo confiable.

### **Evaluación de la aptitud para el servicio**

Es una metodología mediante la cual se evalúan defectos dentro de una estructura para determinar la adecuación de la estructura defectuosa para el servicio continuo sin falla inminente.

### **Evaluación de servicios similares**

Es el proceso por el cual velocidades de corrosión e intervalos de inspección se establecen para un tanque de candidato con velocidades de corrosión y la historia de un tanque de control con el fin de establecer la próxima fecha de servicios de inspección.

### **Falla**

Defecto o imperfección indeseable en un material. También se define como falla cuando un equipo deja de ofrecer el servicio para el cual fue concebido o construido.

### **HAZOP**

*HAZard and OPerability*. El análisis funcional de operatividad (AFO) es una técnica de identificación de riesgos operativos basada en la premisa de que los peligros, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema específico y en una etapa determinada. Por tanto, ya se aplique en la

etapa de diseño, como en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de "palabras guía".

### **IBR**

Sigla que denomina la Inspección Basada en Riesgos. Es una metodología por medio de la cual, a partir de la valoración del riesgo en un equipo estático (ducto, tanque, recipiente, horno, caldera, otros), se establecen las amenazas y modos de falla que pueden presentar dichos equipos para definir los métodos y técnicas, con las frecuencias y alcance requeridos para hacerlos evidentes. A partir del ejercicio de IBR se puede optar por definir los programas de monitoreo e inspecciones y las acciones de mitigación, tanto de las amenazas como de las consecuencias.

### **ICP**

Siglas en inglés de Individual Certification Programs.

### **Inspección externa**

Es una inspección visual realizada por un inspector autorizado para evaluar todos los aspectos del tanque como sea posible sin suspensión de las operaciones o retiro de la operación del tanque.

### **Inspector**

Persona competente, con conocimiento y habilidad suficiente para llevar a cabo la



inspección de integridad mecánica de un equipamiento y elaborar el informe correspondiente. Cuando el equipamiento a ser inspeccionado es un tanque; se puede distinguir varios tipos de inspectores; de ensayo no destructivo, de soldadura, de control de calidad, etc.

### **Inspección interna**

Es la inspección completa por parte de un inspector autorizado de todas las superficies internas accesibles del tanque.

### **ISO**

Siglas en inglés de *International Organization for Standardization*.

### **Lado producto**

Superficie del tanque que está en contacto con el producto líquido almacenado.

### **Lado suelo**

Superficie de la parte inferior de tanque que está en contacto con el suelo.

### **LFET**

Sigla descriptiva de la expresión en inglés de *Low Frequency Electromagnetic Technique*. La inspección por LFET es una manera rápida y eficaz de detección de pérdida de espesor.

### **Material compuesto**

Material que se forman por la unión de dos materiales para conseguir la combinación de propiedades que no es posible obtener en los materiales originales. Estos compuestos pueden seleccionarse para lograr combinaciones poco usuales de rigidez, resistencia, peso, rendimiento a alta

temperatura, resistencia a la corrosión, dureza o conductividad.

### **Mecanismos de degradación**

Es un proceso que induce micro y/o macro cambios en un material en el tiempo; cuyos cambios podrían ser dañinos para las condiciones del material o sus propiedades mecánicas. Los daños usualmente son incrementales, acumulativos, y, en algunos casos, irreversibles. Los más comunes mecanismos de daños incluyen: corrosión, agrietamiento por corrosión bajo tensión, erosión, fatiga, fractura, etc.

### **Método de Ensayo No Destructivo (END)**

Disciplina que aplica un principio físico en ensayos no destructivos (por ejemplo ensayo por ultrasonido).

### **MFL**

Sigla descriptiva de la expresión en inglés de: *Magnetic Flux Leakage*. La inspección por flujo magnético disperso es una manera rápida y eficaz para la detección de pérdida de espesor.

### **Piso del tanque**

Parte inferior del tanque, ubicada en un plano horizontal, que separa el fluido contenido del suelo.

### **Pitt (o pitting)**

Perdida de metal localizada, en forma de cavidad u hoyo, cuyo diámetro o profundidad es menor que el espesor de la chapa.

### **Probabilidad de falla**

Probabilidad de que ocurra una fuga o falla en el sistema en un determinado período de tiempo. También puede definirse como el



nivel de susceptibilidad de ocurrencia de daño o pérdida de integridad por cada amenaza posible en el sistema.

### Proceso de certificación

Es un proceso donde una persona prueba su conocimiento, experiencia y habilidades para ejecutar una tarea. La comprobación es demostrada por un certificado escrito que es obtenido cuando una persona es aprobada través de exámenes y otros requisitos aplicados por una asociación u organización que monitorea la aplicación de estándares para un tipo particular de industria abarcada.

### Propietario/operador

Es la entidad jurídica que tiene tanto el control de, o la responsabilidad para la operación y el mantenimiento de un tanque de almacenamiento existente.

### Protección catódica

Técnica para controlar la corrosión de una superficie de metal convirtiéndola en el cátodo de una celda electroquímica.

### Prueba hidrostática

Una prueba realizada con un líquido, en la que la altura estática del fluido se utiliza para producir cargas de prueba.

### Punto de asentamiento

Punto del fondo de un tanque donde comienza el asentamiento.

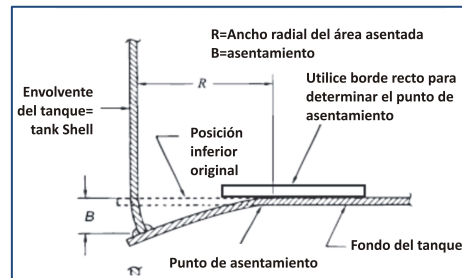


Figura 5: punto de asentamiento

### Reconstrucción

Cualquier trabajo necesario para volver a montar un tanque que ha sido desmantelado y trasladado a un nuevo sitio.

### Reparación

Trabajo necesario para mantener o restablecer un tanque en condiciones adecuadas para un funcionamiento seguro. Ejemplos:

- eliminación y reemplazo de material (como el techo, envolvente o material de fondo, incluido el metal de soldadura) para mantener la integridad del tanque;
- nivelación y/o levantamiento de la envolvente de un tanque, el fondo o el techo;
- inclusión o reemplazo de placas de refuerzos (o partes de ellas) para las penetraciones de envolvente existentes; y
- reparación de defectos, desgarros o erosiones, con esmerilado o rebaje seguido de soldadura.

### Resistividad del suelo

Grado de dificultad que encuentran los electrones en su desplazamiento por el suelo. Es la resistencia eléctrica específica de un terreno y se expresa en Ohm-cm.





### **Riesgo**

Según API RD 581 es el producto entre la probabilidad de falla y la consecuencia de las fallas. Este producto es aritmético cuando la metodología de evaluación de riesgo es cuantitativa y puede ser la combinación matricial cuando la evaluación del riesgo es cualitativa.

### **Rociadores**

Dispositivo para la extinción de incendios. Por lo general se activan al detectar los efectos de un incendio, como por ejemplo el aumento de temperatura asociado al fuego, o el humo generado por la combustión.

### **Sistemas auxiliares**

Sistemas, equipos o componentes adicionales a las partes principales que son necesarios para la operación confiable y segura del tanque tales como: sistema contra incendios, diques de contención, etc.

### **Tasa de corrosión**

Pérdida de metal estimado para una estructura expuesta a un medio corrosivo en un determinado período de tiempo (mm/año).

### **Techo flotante externo**

Es la cubierta superior de un tanque y está conformada por una doble cubierta, única cubierta, o pontón, que depende y es compatible con el líquido contenido y está equipada con un sello de clausura o sellos.

### **Techo flotante interno**

Una cubierta o techo en un tanque de techo fijo que depende o está flotando en el líquido de petróleo contenido y está equipada con un sello de clausura o sellos para cerrar el

espacio entre la envolvente de borde y el techo del tanque.

### **Técnica de END**

Forma específica de utilizar un método de END (por ejemplo, ensayo por ultrasonido por inmersión).

### **Vida residual o vida remanente**

Es el lapso de tiempo remanente hasta el final de la vida útil de un componente o instalación, la cual finaliza cuando se llega a un límite de capacidad para prestar el servicio bajo los estándares técnicos, de seguridad y financieros aceptables.

## **6. Razones para establecer un plan de inspección de tanques**

Las razones para contar con un plan como este son:

- reducir la probabilidad de fallas y liberación de productos almacenados;
- unificar estándares de inspección;
- conocer el estado de degradación con relación a las condiciones originales de fabricación;
- estimar su vida útil remanente;
- definir frecuencias de inspección;
- prever mejores condiciones de conservación y protección contra los mecanismos de degradación;
- mantener registros claros y útiles de la historia del tanque, con información concisa y concreta de fácil acceso;
- establecer planes de mantenimiento que permitan optimizar costos y reducir los tiempos de mantenimiento para preservar



la integridad del tanque en su ciclo de vida;

- mantener disponibilidad y confiabilidad del tanque; y
- facilitar el cumplimiento con los requisitos legales nacionales obligatorios y actuar en concordancia con estándares internacionales de referencia.

## 7. Ocasiones para revisar un plan de inspección de tanques

El plan de inspección de tanques se debe revisar ante las siguientes circunstancias:

- cambio de servicio;
- cambio de condiciones operativas;
- cambio de normas de inspección o construcción;
- proximidad al final de la vida útil;
- cambio en regulaciones;
- luego de reparaciones o alteraciones importantes;
- presencia de mecanismos de deterioro nuevo o agravado; o
- posteriormente a eventos extremos (terremotos, incendios, tsunamis, etc.).

## 8. Desarrollo de un plan de inspección de tanques

Las fallas en tanques pueden provocar problemas a la seguridad, al medioambiente, y financieros, además de comprometer la infraestructura de abastecimiento. Un buen plan de inspección debe combinar técnicas de ingeniería y conocimiento de la historia operacional del tanque.

Los principales objetivos alcanzados en la inspección de tanques de almacenamiento son:

- detección e identificación de daños y mecanismos de deterioro;
- determinación de la intensidad de los daños y mecanismos de deterioro;
- determinación de la vida remanente de componentes del tanque; y
- determinación de eventuales reparaciones y alteraciones.

El desarrollo de un plan de inspección permite reducir la probabilidad de falla para un componente dado (no así su consecuencia), lo cual permitirá reducir el riesgo a niveles aceptables.

La magnitud de la reducción de la probabilidad de falla es, en general, directamente proporcional al esfuerzo de inspección realizado. La efectividad de la inspección y la probabilidad de detección de fallas son directamente proporcionales a la cantidad y calidad de recursos empleados en la inspección.

Se distinguen dos modalidades de plan de inspección: en servicio y fuera de servicio. En cada caso, se deberán tomar las precauciones de seguridad pertinentes, incluyendo las medidas aplicables para ingresar en espacios confinados en el caso de la inspección fuera de servicio.

Previo a realizar cada inspección, y al desarrollar los planes de inspección, se debe tener en cuenta:

- el análisis de la historia del equipo, al menos los últimos tres informes de inspección, con el objetivo de verificar los registros de alteraciones del diseño, la



- aparición de deterioros o defectos, y analizar críticamente los métodos de inspección utilizados;
- la verificación de si las recomendaciones de inspección y posibles reparaciones fueron realizadas y si existen pendientes;
- la consulta de registros operativos y verificación de las apariciones que puedan interferir con la vida remanente del tanque, tales como: elevación de presión, temperaturas por encima de la del diseño, fluidos contaminantes no previstos, vibraciones, fugas y pérdidas, así como esfuerzos no previstos;
- la investigación de la acción de los fluidos de proceso y sus contaminantes en los materiales involucrados, teniendo en cuenta las condiciones operativas (cuando el equipo opera con varios fluidos y condiciones no definidas, por ejemplo, tanque pulmón, es recomendable que se realice un análisis para la peor condición posible);
- la verificación de la fecha de inicio de operación, periodos fuera de servicio, y fecha de inicio del último periodo operativo; y
- el análisis de los ciclos térmicos involucrados cuando sea aplicable (tensiones térmicas).

Un plan de inspección de tanques se establece en un documento de gestión del activo, el cual, como mínimo, está compuesto por:

- registros del tanque;
- análisis referenciales de casos típicos de fallas;
- historial de fallas del tanque;
- mecanismos de degradación;

- escenarios de falla;
- métodos de inspección;
- determinación de la frecuencia de inspección; y
- conclusión y recomendación.

### 8.1. Registros del tanque

Los registros deben contener:

- planos y hojas de datos técnicos, observándose las siguientes características:
  - condiciones de proceso (fluido, presión, temperatura, etc.);
  - dimensiones y aspectos de fabricación (tipo de techo y base, espesor de los componentes, accesorios internos, bocas de visita, pisos y esquemas de piso, etc.);
  - materiales utilizados en la construcción, incluyendo accesorios y soldaduras; y
  - código de diseño utilizado.
- componentes protectores utilizados en tanques (protección catódica, protección atmosférica/para-rayos, recubrimientos y refuerzos de material compuesto, barnices protectores especiales para techos, sistema de protección contra corrosión de piso en contacto con el suelo como ser: recubrimiento, protección catódica o con ánodos de sacrificio;
- historial operativo del tanque (servicios a los que estuvo destinado);
- historial de inspecciones (fechas, tipos y métodos de inspección, pruebas y hallazgos);
- listado descriptivo de reparaciones y alteraciones realizadas, y análisis del control de cambios, si existiera;



- verificación de redondez y verticalidad;
- calibración de actualización;
- reposición de pintura exterior e interior si la tuviera, indicando tipo y espesor; y
- tratamiento del suelo de la base del tanque y características del anillo de concreto, si lo tuviera.

## 8.2. Análisis referenciales de casos típicos de fallas

El análisis de fallas en tanques es particularmente importante para tanques nuevos o que no dispongan de historia. Como referencia ver “Plan de Gerenciamiento de la Integridad – Instalaciones de Almacenamiento de Hidrocarburos” (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas - IAPG). A su vez, la publicación API 353 plantea distintos valores cuantitativos para análisis de fallas típicas.

Las causas más frecuentes de fallas en tanques, en orden de frecuencia decreciente, son:

- descargas atmosféricas (relámpagos);
- reparaciones de mantenimiento en caliente;
- errores operacionales;
- mal funcionamiento de sistemas;
- sabotaje;
- fisuras y rupturas del tanque;
- electricidad estática;
- desastres naturales; y
- reacciones internas.

## 8.3. Historial de fallas del tanque

Se debe tener un registro de todas las fallas ocurridas, que comprenda –como mínimo- la siguiente información:

- fecha de la falla;
- mecanismo de falla;
- causa raíz;
- reparaciones realizadas y control de calidad de las mismas;
- consecuencias reales y potenciales; y
- recomendaciones y acciones correctivas.

## 8.4. Mecanismos de degradación

Se deben documentar los mecanismos de degradación que afectan a cada componente del tanque. En el plan se deben incluir todos aquellos mecanismos que la experiencia indique. A continuación se mencionan algunos de los mecanismos posibles.

- Corrosión localizada.
- Corrosión generalizada.
- Corrosión exterior por efectos de la brisa marina o por humos contaminados.
- Corrosión interior por efecto de residuos de agua cuando en las operaciones de recepción se utiliza agua para desplazamiento de producto, o por condensación de la humedad del medioambiente.
- Corrosión acelerada de puntos o aristas angulosas, debido a que en dichos puntos no se alcanza el espesor de pintura recomendado.
- Corrosión acelerada en deformaciones de fabricación que propician la acumulación de humedad y polvo de la atmósfera.



- Erosión.
- Fatiga del material.
- Asentamientos diferenciales de la base del tanque.
- Fractura frágil por baja temperatura, etc.

**Tabla 8.4: mecanismos de degradación<sup>1</sup>**

TIPO DE DAÑO	MECANISMO DE DETERIORO	DESCRIPCIÓN
<b>Pérdida de espesor uniforme</b>	Corrosión atmosférica	Es un mecanismo de corrosión de naturaleza electroquímica donde el electrolito es constituido por una capa de humedad sobre la superficie. La severidad del proceso de corrosión depende sobre todo del tiempo durante el cual la capa de humedad permanece sobre la superficie metálica y de la contaminación de la atmósfera. Es el proceso corrosivo más común en tanques de almacenamiento y ocurre en general en techo y envolvente.
	Corrosión por el suelo	El terreno o suelo, por su contenido variable de humedad, sales y materia orgánica en descomposición, es el electrolito más complejo de todos los que se puedan encontrar. Un suelo natural contiene arena, arcilla, cal y humus. Estos componentes pueden estar mezclados en el suelo en diferentes proporciones que dan lugar a distintos grados de agresividad corrosiva. La velocidad de corrosión está ligada a la resistividad del terreno, presencia de oxígeno, humedad y microorganismos. La corrosión por el suelo puede ocurrir en la parte inferior de las placas del fondo y en algunos casos puede ser también de forma localizada.
	Desgaste por abrasión	Abrasión es la pérdida de espesor resultante por acción mecánica de rozamiento entre dos materiales sólidos.
	Desgaste por abrasión y erosión	Erosión es la pérdida de espesor de un material por medio del impacto de un agente dinámico, como el agua, viento, arena, etc.
<b>Pérdida de espesor localizada</b>	Corrosión galvánica	La corrosión galvánica es un proceso electroquímico en el que un metal se corroe preferentemente cuando está en contacto eléctrico con un tipo diferente de metal. El par de metales es conocido como pila galvánica. En tanques, este tipo de corrosión puede ocurrir en el borne de fijación del cable de puesta a tierra al tanque.
	Corrosión microbiológica	Corrosión microbiológica es un proceso de corrosión donde la pérdida de metal es provocada por acción directa o indirecta de microorganismos. Los microorganismos que participan pueden ser aeróbicos o anaeróbicos. En general sus procesos metabólicos cambian las características químicas del electrolito. Este tipo de corrosión es más frecuente en el fondo del tanque, ya sea en las partes en contacto con el suelo o en las partes en contacto con agua acumulada en el fondo.

<sup>1</sup> Datos basados en API 581 y Manual ARPEL para la gestión de la integridad de ductos



TIPO DE DAÑO	MECANISMO DE DETERIORO	DESCRIPCIÓN
	Corrosión bajo aislamiento térmico	La corrosión bajo los aislamientos puede presentarse bajo diversas circunstancias y puede ser originada principalmente por agua líquida o fluidos que ingresen a los aislamientos o por fallas en el montaje y en la chaqueta metálica exterior. Una vez que la contaminación (reboses, fugas de vapor o líquidos, agua de lluvia, etc.) penetra la protección externa, entra en contacto con el aislamiento (fibra de vidrio, lana mineral, silicato de calcio), y llega mediante el "efecto mecha" hasta la superficie del equipo en donde puede ocurrir la corrosión. También puede ocurrir por la combinación de aislamientos que contengan residuos de cloruros en contacto con la superficie de acero inoxidable austenítico, y principalmente de la serie 300, cuando hay humedad presente y temperatura superior a 140°F (60°C). En estos casos se manifiesta en forma de grietas o fisuras.
	Corrosión selectiva	Tipo de ataque en el que se produce la disolución de uno de los componentes de una aleación, generalmente el más electronegativo. Son ejemplos deste tipo de corrosión la dezincificación, dealuminización e incluso la corrosión intergranular de aceros inoxidables. Este proceso es poco frecuente en tanques de almacenamiento.
	Corrosión por corrientes erráticas	Deterioro debido a corrientes erráticas, preferencialmente continuas, que se escapan de las instalaciones eléctricas cercanas del tanque, y penetran en las placas metálicas del fondo corroyéndolas en el lugar que salen hacia el suelo. Este tipo de corrosión localizada puede dar origen a picaduras profundas en cortos espacios de tiempo.
	Corrosión por aereación y concentración diferencial	Las condiciones ambientales en una grieta pueden -con el tiempo- volverse más corrosivas que las existentes en una superficie limpia y abierta. La intensificación de la corrosión, también conocida por agrietamiento, generalmente es producida por uno o más de los siguientes factores: a) Cambios de acidez en la grieta o fisura. b) Escasez de oxígeno en la grieta. c) Desarrollo de iones diferentes en la fisura. En tanques de almacenamiento, este tipo de corrosión puede ocurrir debajo de depósitos, microorganismos, arandelas o cabezas de tornillo, en partes en contacto con juntas o en los intersticios entre las placas del fondo y el suelo.
	Corrosión por picadura o <i>pitting</i>	Es un proceso que ocurre cuando una superficie metálica pasivada se expone a un medio agresivo. Durante el picado, el ataque se localiza en puntos aislados de superficies metálicas pasivas y se propaga hacia el interior del metal formando -en ocasiones- túneles microscópicos. Es un proceso altamente localizado que se produce en zonas de baja corrosión generalizada y donde el proceso (reacción) anódico produce unas pequeñas perforaciones localizadas. Puede observarse generalmente en superficies con poca o casi nula corrosión generalizada. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor. El picado es un tipo de corrosión más frecuentemente observado en aceros inoxidables.



TIPO DE DAÑO	MECANISMO DE DETERIORO	DESCRIPCIÓN
<b>Pérdida de espesor en capas</b>	Corrosión por exfoliación	La corrosión por exfoliación es una corrosión subsuperficial que comienza sobre una superficie limpia, pero se esparce debajo de ella y difiere de la corrosión por picadura en que el ataque tiene una apariencia laminar. Capas completas de material son corroídas y el ataque es generalmente reconocido por el aspecto escamoso y en ocasiones ampollado de la superficie. Al final del ataque, el material tiene la apariencia de un mazo de barajas en el cual algunas de las cartas han sido extraídas. Este mecanismo es bien conocido en las superficies en contacto con atmósferas marinas y en la parte interna superior de tanques cuyos vapores contienen derivados de azufre.
	Fragilización por hidrógeno	La fragilización por hidrógeno puede ser definida como la pérdida de resistencia y ductilidad inducida por el hidrógeno. La fragilización por hidrógeno es especialmente devastadora debido a la naturaleza del fallo originado. Dicho fallo sucede a tensiones muy pequeñas (en comparación con las necesarias en ausencia de hidrógeno), es bastante frágil y tiene un período de “incubación” tan variable que lo hace prácticamente impredecible. Este tipo de daño se presenta a temperaturas superiores a 200°C, bajo presiones y con la presencia de este elemento. Es un proceso poco frecuente en tanques de almacenamiento.
<b>Cambios metalúrgicos</b>	Ampollado por hidrógeno	El mecanismo de daño consiste en que el hidrógeno penetra en el material y se recombina en los lugares más susceptibles: interfaces matriz–inclusión y matriz–carburos, cavidades y límites de grano; y ocasionan en este sitio un aumento de la presión interna y descohesión del material. Este fenómeno se conoce como <i>blistering</i> . Esta forma de daño se encuentra muy frecuentemente en aceros de baja resistencia mecánica que trabajan en medios que promueven una fuerte entrada de hidrógeno al material.
	Oxidación	Mecanismo poco frecuente en tanques de almacenamiento.
<b>Alta temperatura</b>	Sulfidación	Mecanismo poco frecuente en tanques de almacenamiento.
	Fatiga térmica	Mecanismo poco frecuente en tanques de almacenamiento.
<b>Fallas mecánicas</b>	Fractura dúctil	La fractura dúctil de un metal tiene lugar después de una intensa deformación plástica y se caracteriza por una lenta propagación de la grieta. Puede ocurrir en tanques como consecuencia de asentamientos del borde o de envoltente.
	Fractura por fatiga	Se refiere a un fenómeno por el cual la rotura de los materiales bajo cargas dinámicas cíclicas (fuerzas repetidas aplicadas sobre el material) se produce ante cargas inferiores a las cargas estáticas que producirían la rotura. Su principal peligro es que puede ocurrir a una tensión menor que la <u>resistencia a tracción</u> o el <u>límite elástico</u> para una carga estática, y aparecer sin previo aviso, causando roturas catastróficas.



TIPO DE DAÑO	MECANISMO DE DETERIORO	DESCRIPCIÓN
	Fractura frágil por baja temperatura	La fractura frágil se produce a lo largo de planos cristalográficos llamados planos de fractura y tiene una rápida propagación de la grieta. La mayoría de las fracturas frágiles son transgranulares, o sea que se propagan a través de los granos. Pero si los límites de grano constituyen una zona de debilidad, es posible que la fractura se propague intergranularmente. Las bajas temperaturas y las altas deformaciones favorecen la fractura frágil. En tanques pueden ocurrir con mayor frecuencia por ocasión de la realización de pruebas de presión a temperatura por debajo de 20°C.
<b>Procesos asistidos o relacionados entre sí</b>	Corrosión bajo esfuerzo o bajo tensión, SCC	Es un proceso de corrosión que ocurre cuando hay interrelación de dos factores esenciales: la superficie del material expuesto al medio corrosivo deberá estar bajo esfuerzo de tensión y el medio corrosivo deberá específicamente ser causa de la corrosión bajo tensión. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este ataque, pero afortunadamente las combinaciones aleación–corrosivo que causan este problema son relativamente pocas. El esfuerzo de tensión puede ser el resultado de cargas aplicadas, presión interna en el sistema o esfuerzos residuales provenientes de soldaduras anteriores o combadura. Para el acero al carbono los medios corrosivos que pueden provocar este fenómeno corrosivo son aquellos que tienen presencia de cloruros, soda cáustica y sulfuros a alta temperatura. La corrosión de fractura bajo tensión rara vez tiene lugar si la temperatura es menor a 50°C.
	Corrosión por fatiga	Fallas por roturas debido a la acción combinada de un medio corrosivo y ciclos de tensiones mecánicas. Este proceso puede ocurrir en tanques en las regiones del fondo próximas al apoyo de las patas del techo flotante.
	Corrosión por erosión	Efecto conjunto de la acción corrosiva y abrasiva de un fluido moviéndose a velocidad elevada, que resulta en la destrucción continua de las capas protectoras de productos de corrosión. La presencia de partículas suspendidas acelera el proceso.
	Corrosión por abrasión	Corrosión en la interfase de dos superficies metálicas en contacto, acelerada por el deslizamiento relativo entre ellas. La corrosión se cree que juega uno de los siguientes papeles: el calor de la fricción oxida el metal y a continuación el óxido se desgasta; o bien, la remoción mecánica de las partículas protectoras de óxido, o los productos de la corrosión resultantes. Este desgaste puede ocurrir en la superficie interna de la envolvente de tanques de techo flotante por deslizamiento continuo del sello.

### 8.5. Escenarios de falla

Para cada par “mecanismo de degradación–componente” se deben describir todos los escenarios posibles que puedan llevar a una falla del tanque. A continuación se listan algunos escenarios de falla posibles:

- Corrosión localizada por falla de la pintura por deficiente preparación de superficie ó mala aplicación de la pintura.
- Falla en la soldadura de la envolvente del tanque.
- Falla del piso por ataque externo del suelo a la chapa del piso.





- Falla del piso por ataque interno del fluido contenido en el tanque.
- Falla de la envolvente del tanque por corrosión interna.
- Falla de la envolvente por corrosión externa.
- Falla del techo por corrosión interna y externa.
- Fallas de equipos y accesorios: escalinatas, barandas, conexiones de recepción, despacho y purga, ventilaciones.
- Fugas en juntas o daños en los asientos de sellado.
- Deformación por vacío.
- Deformación por presión excesiva, etc.

A cada escenario se le asigna una probabilidad y una consecuencia y se expresa su riesgo.

Para expresar el riesgo se utiliza un esquema de matrices de riesgo, por ejemplo se sugiere una matriz como la propuesta por API 353, con probabilidades de A a E (decrecientes) y consecuencias de 1 a 5 (crecientes).

Las consecuencias deberán evaluarse en 4 categorías: riesgo de incendio, riesgo de explosión, riesgo de derrame y riesgo económico (derivado del costo de remediación del derrame, costo de reparación, y el costo logístico de la no disponibilidad del tanque).

Al colocar en la matriz los riesgos iniciales de cada escenario (sin medidas mitigativas) será evidente cuales no son aceptables (aquellos que caigan en las zonas de riesgo alto, medio-alto y medio). Para estos riesgos no aceptables, se deberán desarrollar medidas preventivas y/o mitigativas que permitan reducir el riesgo a niveles aceptables.

## 8.6. Métodos de inspección y ensayos

Existen varios métodos de inspección y ensayos. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas por lo tanto, es recomendable que sean utilizados en conjunto. Los principales métodos de inspección y ensayos aplicables para tanques de almacenamiento son:

### 8.6.1. Inspección visual

Consiste en la verificación visual detallada de la superficie del tanque y sus sistemas auxiliares. La inspección visual puede ser ejecutada con el tanque en condiciones normales de operación o en ocasión de paradas del tanque. La inspección con el tanque en operación permite detectar fugas, congelamientos, recalentamientos, etc. que normalmente no se detectan con el tanque fuera de operación.

La inspección visual interna, en ocasión de paradas del tanque, es de gran importancia para la identificación de mecanismos de daños internos en el techo, en la envolvente y en el fondo, cuyas características no sean uniformes y que sea de difícil detección por medio de ensayos no destructivos externos. Para que la inspección sea llevada a cabo objetivamente, el inspector debe seguir el plan de inspección y cumplir cada paso de la inspección de forma completa.

La inspección visual debe contemplar, como mínimo, los siguientes aspectos:

#### 8.6.1.1. Aislamiento térmico

Si el tanque está aislado, debe realizarse inspección visual en todo el área buscando identificar los sitios de infiltración de humedad provenientes de la lluvia o sistemas de rociadores.



Las juntas del revestimiento del aislamiento que estén defectuosas o con grietas o fisuras, son áreas predisuestas a infiltraciones. El inspector debe identificarlas aunque no haya ninguna cinta suelta o región con deformaciones. En tanques que permanezcan mucho tiempo fuera de operación, todo el aislamiento debe ser retirado pues la corrosión es intensa en estas condiciones.

Las regiones debajo de las plataformas, de existir, y junto a conexiones y soportes, tienen más probabilidad de contener fallas en el aislamiento.

Se recomienda sacar partes del aislamiento térmico para evaluar las condiciones de las placas de la envolvente, principalmente en tanques de baja presión que operen a bajas temperaturas. Para dichos tanques, es recomendable sacar una muestra más amplia o incluso la totalidad del aislamiento pues, la experiencia demuestra que puede haber condensación de humedad entre la pared del tanque y el aislamiento, con instalación de proceso corrosivo en zonas localizadas.

#### **8.6.1.2. Pintura de protección**

Los defectos más comunes encontrados en pinturas de protección de tanques son los siguientes:

##### **8.6.1.2.1. Ampollas**

Principales causas de ampollas en pinturas:

- Presencia de humedad, aceites, grasas o suciedad durante la aplicación. Aparece en el corto plazo, después de la aplicación.
- Funcionamiento del tanque, incluso durante periodos cortos a temperaturas por encima del límite de resistencia de la

pintura. Aparece inmediatamente después del desvío.

- Incompatibilidad entre capas que componen el esquema de pintura.
- Intervalos inadecuados entre las capas de pintura, causando problemas de anclaje entre las capas.

Para identificar la causa probable de ampollas, se deben romper algunas de ellas y ver el interior de la ampolla, comprobando si hay presencia de agua u otro líquido. En el caso de ampollas de hidrógeno el interior siempre estará limpio y seco.

El inspector debe verificar también si las ampollas están restringidas a las capas de acabado o si también abarcan las primeras capas. En el primer caso debe recomendar la recomposición de las capas de acabado y, en el segundo caso, la recomposición de toda la pintura.

##### **8.6.1.2.2. Entizamiento**

Se debe evaluar la intensidad de desgaste para tomar una decisión. Por ejemplo, rehacer la pintura de acabado o especificar un esquema más adecuado.

##### **8.6.1.2.3. Abrasión /erosión**

Desgaste en zonas localizadas, debido a la acción de partículas sólidas arrastradas por el viento o la fricción entre dos partes sólidas. Los tanques de techo flotante son particularmente sensibles a la abrasión en sus anillos intermedios.



#### **8.6.1.2.4. Grietas, arrugas y aparición de puntos de corrosión dispersos por la región pintada.**

La aparición de estos defectos sugiere:

- En pinturas recientes: aplicación incorrecta;
- En pinturas relativamente nuevas: esquema de pintura inadecuado;
- En pinturas viejas: término de vida útil del sistema.

Para todos los defectos la reparación requiere la aplicación completa de nueva pintura. Los estándares ASTM D 610, D 659, D 661 y D 714 presentan ejemplos fotográficos que se pueden utilizar como auxiliares en su evaluación.

#### **8.6.1.3. Protección catódica**

Se debe realizar la evaluación del sistema de protección catódica de acuerdo a la práctica recomendada API RP 651 y NACE RP 01-93. Se deben medir los potenciales del tanque (parte exterior) - suelo, y evaluar las condiciones de operación de las unidades rectificadoras de protección catódica y los ánodos de sacrificio y sus conexiones. Estos controles se realizan con una frecuencia mayor que las inspecciones del tanque. Si aplica, se deben también inspeccionar las juntas dieléctricas y evaluar posibles interferencias con otros sistemas de protección.

#### **8.6.1.4. Puesta a tierra eléctrica**

Es común que se lleve a cabo un proceso corrosivo intenso en el borne de fijación del cable de puesta a tierra al tanque. El martillo de inspección debe ser usado para verificar la integridad de la unión. Además se debe medir la resistencia de la conexión a tierra, teniendo

la precaución de desconectar previamente la corriente impresa de protección catódica, si la hubiera. La integridad de la puesta a tierra es importante para evitar los efectos de la electricidad estática.

#### **8.6.1.5. Escaleras y plataformas**

El problema más común encontrado en las escaleras y plataformas es la corrosión debida al deterioro de la pintura de protección. Se deben verificar con atención los escalones y pretilas de las escaleras, ya que de su integridad depende la seguridad del personal que acceda al tanque. Para las plataformas, se debe verificar la existencia de regiones con señales de acumulación de agua de lluvia. En esas regiones es recomendable realizar un orificio en la chapa para drenar el agua, evitando su acumulación.

#### **8.6.1.6. Dispositivos de seguridad**

Se debe verificar:

- el estado físico aparente y las señales de fugas u obstrucción de los componentes; y
- para dispositivos tipo válvula de seguridad o alivio, o válvulas de presión y vacío, si la presión de ajuste concuerda con la especificada en el diseño del tanque.

#### **8.6.1.7. Inspección de la base del tanque**

La inspección de este componente debe estar siempre contemplada en el planeamiento de la inspección visual. Algunos puntos deben ser verificados con más cuidado ya que la región está sujeta a procesos corrosivos localizados debido a grietas. También se debe verificar el área expuesta de los anclajes y, con la ayuda de un martillo de inspección, evaluar la integridad de las tuercas de fijación del equipo.



Durante esta inspección se deben verificar con atención los aspectos que puedan indicar problemas de asentamiento de la base y consecuentemente del tanque. Para más detalles ver ítem 8.6.13 - Evaluación de asentamiento.

#### **8.6.1.8. Inspección externa de la envolvente y techo**

Consiste en la verificación visual detallada de la superficie externa del tanque y sus sistemas, con el objetivo de detectar cualquier anomalía respecto a su condición de diseño, tal como deformaciones, corrosión exterior, etc.

#### **8.6.1.9. Inspección interna**

En una inspección visual interna de un tanque el inspector debe enfocar su atención en:

- Al momento de abrir el tanque, verificar la existencia de depósitos, residuos e incrustaciones; observando su tipo, cantidad y ubicación.
- Inspeccionar la envolvente, el fondo, las soldaduras y conexiones en cuanto a deformaciones, fisuras, corrosión y erosión, y daños debido a limpieza o mantenimiento. En algunos casos puede ser necesario remover componentes internos del tanque.
- Evaluar el estado interno de las conexiones en cuanto a corrosión y obstrucción.
- Verificar la integridad del revestimiento interno, de existir.
- Examinar el posicionamiento, la fijación y la integridad de componentes internos, cuando los hubiera, tales como: distribuidores, puntos de apoyo, serpentinas, drenajes articulados, anti-rotacionales, etc. Verificar que no haya

deformaciones en el piso por mal apoyo de las patas del techo.

- Identificar los lugares a ser preparados para inspecciones por ensayos no destructivos.

#### **8.6.1.10. Evaluación del techo**

Se debe verificar la condición estructural y el sistema de soportación, y verificar la estanqueidad de los pontones en caso de techo flotante, la membrana flotante en caso de existir, los drenajes del techo, el sistema de sello perimetral, y los sistemas de venteo. Además, se deben buscar evidencias de corrosión y verificar que su posición con respecto a la envolvente sea la correcta. Se debe verificar también la movilidad de las patas de apoyo del techo.

#### **8.6.1.11. Evaluación de sistemas auxiliares**

Se deben inspeccionar visualmente los siguientes sistemas: sistema contra incendios, diques de contención, tuberías, bridas, sistema de vapor para serpentines, conexiones eléctricas, tapas de presión, sistema de detección de fugas por doble fondo, ventilaciones de emergencia, etc.

#### **8.6.2. Inspección con martillo**

Se utiliza complementando la inspección visual mediante el golpe de martillo de bola sobre las superficies que el inspector encuentre sospechosas, evaluando la respuesta sonora y el movimiento de componentes tales como remaches, espárragos, bulones y tuercas.

De esta forma se detectan zonas debilitadas, problemas estructurales, desprendimientos y



componentes flojos tanto en el tanque en sí mismo como en sistemas auxiliares.

### 8.6.3. Líquidos penetrantes

Método de ensayo basado en el fenómeno de capilaridad que -en otras palabras- es el poder de penetración de un líquido en cavidades o fisuras angostas debido a las características físico-químicas, como la tensión superficial.

El ensayo por líquidos penetrantes es utilizado para la detección de discontinuidades abiertas a la superficie en zonas sospechosas.

### 8.6.4. Partículas magnéticas

Método no destructivo para detectar discontinuidades en materiales ferromagnéticos.

Se basa en el principio de que las líneas de campo magnético en un material ferromagnético son distorsionadas por una interrupción de continuidad del material. Consiste en los siguientes tres pasos:

Identificar un campo magnético adecuado en el objeto a ensayar.

Aplicar partículas magnéticas a la superficie del objeto a ensayar.

Examinar la superficie del objeto a ensayar en busca de acumulación de partículas y evaluar la aptitud del objeto para mantenerse en servicio.

El método puede detectar cualquier discontinuidad en la superficie y, en ciertas condiciones, aquellas localizadas completamente debajo de la superficie. Detecta discontinuidades tales como: fisuras, inclusiones, falta de penetración, laminación, poros, etc.

Depende de las propiedades magnéticas del objeto a ensayar y es adecuado solamente para materiales metálicos que puedan magnetizarse considerablemente. Materiales no ferromagnéticos que no puedan ser fuertemente magnetizados, no pueden ser inspeccionados con este método. Ejemplos de ellos son: aluminio, magnesio, latón, cobre, bronce, plomo, titanio, y acero inoxidable austenítico. En materiales ferromagnéticos adecuados, la inspección por partículas magnéticas es altamente sensible e indica rápida y perceptiblemente el estado de la superficie a ensayar. Un inspector experimentado puede -al examinar las características del área y el grado de la indicación del ensayo- interpretar sus causas y evaluar las discontinuidades.

### 8.6.5. Ultrasonido

Detecta discontinuidades internas en materiales basándose en el fenómeno de reflexión de ondas acústicas cuando encuentran obstáculos para su propagación, dentro del material.

Se utiliza ultrasonido también para medir espesores y determinar corrosión con extrema facilidad y precisión. Es importante la trazabilidad e identificación de los puntos de medición para el cálculo de la tasa de corrosión y el monitoreo de la vida remanente. Los puntos de medición deben abarcar distintas regiones del tanque tales como la zona de nivel de agua, zona operativa, zona de nivel de producto y zona de vapores. La medición del espesor es el método más utilizado para establecer la vida remanente de los tanques que presentan pérdidas uniformes de espesor.

Existen varias técnicas adicionales que son evolución del principio básico, como TOFD y *phased array*, entre otras.



### 8.6.6. Radiografía

Es un método basado en el cambio de intensidad de la radiación electromagnética (rayos X o gamma), causado por la presencia de discontinuidades internas, cuando la radiación pasa por el material y deja su imagen grabada en un sensor radiográfico, película o sensores digitales.

El ensayo radiográfico se utiliza en tanques para detectar discontinuidades en uniones soldadas, especialmente en su construcción y reparación.

### 8.6.7. ACFM (Alternative Current Field Measurement)

Esta técnica electromagnética puede ser aplicada particularmente en la detección de fisuras en el fondo de tanques.

### 8.6.8. Pérdida de flujo magnético (MFL y LFET)

Permite el escaneo rápido de grandes superficies detectando corrosión tanto en la parte externa como en la parte interna de la lámina del piso del tanque. Brinda información tanto de la localización como de la severidad relativa.

La probabilidad de detección de picaduras aisladas es mejor que en el caso del ensayo ultrasónico, pues su campo de barrido alcanza aproximadamente el 95% del área inspeccionada. Es siempre necesario realizar al menos una comprobación cruzada de los resultados de MFL con ultrasonido antes de confiar en la evaluación de la probabilidad.

Las técnicas MFL (*magnetic flux leakage*) y LFET (*low frequency electromagnetic technique*), caracterizan el grado de corrosión y entregan valores cualitativos en función del

espesor nominal, es por eso que para una verificación certera se complementa con la técnica del ultrasonido que sí proporciona un valor cuantitativo.

Hay una variabilidad considerable en la calidad de estas inspecciones. La experiencia demuestra que pueden ser altamente efectivas cuando operadores con el entrenamiento apropiado y experiencia utilizan equipamiento con capacidades de detección adecuadas.

### 8.6.9. Termografía

Método que detecta la radiación infrarroja emitida por superficies y permite observar patrones diferenciales de distribución de temperatura, con el objetivo de propiciar información relativa a la condición operacional de un componente, equipamiento o proceso.

La inspección termográfica (termografía) es un ensayo útil para detectar obstrucciones en tuberías, niveles de tanques, fallas del aislamiento, fugas de gases, congelamiento en la base de tanques criogénicos, etc.

### 8.6.10. Emisión acústica

Es un método de ensayo no destructivo que se basa en la detección de ondas acústicas emitidas por discontinuidades en propagación, existentes en el material. Es necesario aplicar una carga o esfuerzo (normalmente presión), para provocar la propagación de discontinuidades.

Los resultados del ensayo por emisión acústica no son convencionales. En realidad, este método no debe ser utilizado para determinar el tipo o tamaño de discontinuidades en una estructura; pero sí para registrar la evolución de las discontinuidades durante la aplicación



de tensiones si las cargas son suficientes como para generar deformaciones localizadas, aumento de discontinuidades, fricción, u otros fenómenos físicos.

La emisión acústica se aplica cuando se desea analizar o estudiar el comportamiento dinámico de defectos en piezas o estructuras metálicas complejas, así como para registrar su ubicación. La prueba de emisión acústica permite la ubicación de la falla, captándola con sensores instalados en la estructura o en el equipamiento a ser monitoreado. Es importante la experiencia en la interpretación de los resultados de las señales ya que este ensayo también detecta otro tipo de emisiones acústicas provenientes del ambiente o de equipamientos auxiliares. Igualmente, es necesario complementar este ensayo con técnicas de ultrasonido u otros, para el dimensionamiento de las discontinuidades. En el caso específico de tanques, el ensayo se utiliza para detección de defectos o fugas en el fondo del tanque.

Este método tiene la ventaja de realizarse sin sacar de servicio el tanque, sin embargo, aún no se ha demostrado una buena correspondencia con los resultados obtenidos por otros ensayos no destructivos. Además, solamente detecta discontinuidades en propagación, lo que representa una limitación al objetivo de realizar inspecciones preventivas. No obstante, se están realizando desarrollos para optimizar su uso en la inspección de tanques.

Ha demostrado ser muy útil en el acompañamiento de pruebas hidrostáticas, en las que permite detectar discontinuidades en propagación y detener el ensayo antes de una ruptura.

### 8.6.11. Estanqueidad

Este tipo de ensayo se utiliza para la detección y localización de eventuales fugas. Existen diferentes tipos:

- a) con cal e hidrocarburo penetrante: se utiliza para la detección de fugas en la primera pasada interior de soldadura entre la envolvente y el piso del tanque.
- b) con cámara de vacío: generalmente utilizada para soldaduras en el techo interno y piso.
- c) prueba neumática de piso: utilizada para la prueba del piso en su conjunto. No se recomienda su uso ya que requiere un control muy preciso de la presión para evitar deformaciones en el piso que puedan dañar las soldaduras.
- d) prueba hidrostática: es una prueba del tanque en su conjunto. Normalmente se ejecuta en simultáneo con la prueba de presión que se describe posteriormente. En caso de tanques de techo fijo, criogénicos o de baja presión (API 620) se puede realizar también el ensayo hidroneumático.
- e) prueba con helio: esta prueba se utiliza en casos de productos altamente peligrosos, como amoníaco, debido a su alta sensibilidad.
- f) emisión acústica: las emisiones acústicas generadas por fugas son detectadas por sensores correctamente posicionados. Este método también puede ser utilizado para detección de discontinuidades, como se explicó anteriormente.

También se recomienda realizar pruebas de estanqueidad a serpentines y brazos articulados de drenaje (o drenajes).





### 8.6.12. Ensayo de resistencia

En el caso de tanques nuevos, ó al finalizar los servicios de inspección y mantenimiento, donde sean recomendadas y realizadas reparaciones que puedan haber afectado la estructura del tanque, se torna necesario realizar ensayos de resistencia, que podrán ser llevados a cabo con agua u otro fluido incompresible que proporcione igual efecto de presión, siempre y cuando el mismo sea compatible con el material del tanque. Para el caso específico de tanques de baja presión, normalmente se utilizan ensayos de resistencia o hidroneumáticos.

Debido a los niveles elevados de tensión que ocurren en los ensayos de resistencia es necesario tener en cuenta la temperatura ambiente. En estas condiciones suele ocurrir fractura frágil, que tiene lugar sin apreciable deformación debido a la rápida propagación de las grietas. Este fenómeno es favorecido por el espesor y la calidad del material de construcción del tanque. En general debe evitarse la ejecución de ensayos de resistencia en tanques cuando la temperatura es inferior a 15°C.

### 8.6.13. Evaluación de asentamiento

La determinación de los efectos del asentamiento del suelo en los tanques de almacenamiento es una práctica común para controlar el asentamiento de la parte inferior del tanque. En la mayoría de los casos, un programa de monitoreo se inicia durante la construcción y continua durante la prueba hidrostática y las operaciones. Durante el servicio, las medidas de asentamiento deben ser realizadas con una frecuencia planificada.

Si en algún momento el asentamiento se considera excesivo, el tanque debe ser vaciado y vuelto a nivelar.

Los métodos utilizados para corregir el asentamiento de tanque incluyen técnicas tales como la reparación localizada de las chapas del fondo, re-nivelación parcial de la periferia del tanque, entre otras.

Los principales tipos de asentamiento se relacionan con la envolvente del tanque y las chapas del piso. Estos asentamientos se pueden registrar mediante la adopción de medidas de nivel (utilizando niveles, teodolitos, plomadas, nivel de agua, u otros elementos apropiados) alrededor de la circunferencia del tanque y en todo el diámetro del mismo.

#### 8.6.13.1. Asentamiento de envolvente

El asentamiento de un tanque es el resultado de uno o de una combinación de los tres tipos de asentamientos detallados a continuación:

- a) Asentamiento uniforme: este tipo de asentamiento a menudo se puede predecir de antemano, con suficiente precisión, desde ensayos de suelo. El mismo puede variar en magnitud, dependiendo de las características del suelo. El asentamiento uniforme no induce tensiones en la estructura del tanque. Sin embargo, se debe tener en consideración las tuberías y accesorios para evitar problemas causados por este tipo de asentamiento.
- b) Inclinación plana: este asentamiento hace girar el tanque en un plano inclinado. La inclinación provoca un aumento en el nivel del líquido y, por lo tanto, un aumento de la tensión circunferencial en la envolvente del tanque. Además, la inclinación excesiva puede provocar la unión de los sellos periféricos del techo flotante y bloquear el movimiento del mismo.





c) Asentamiento diferencial (fuera de plano): debido al hecho de que un tanque es una estructura más flexible, el mismo puede asentarse en una configuración no plana, induciendo tensiones adicionales en la envolvente. Los asentamientos fuera del plano de la envolvente pueden generar problemas de redondez en la parte superior de la misma, que dependiendo de su extensión, pueden impedir el correcto funcionamiento del techo flotante. Esta falta de redondez también puede afectar a las estructuras internas del tanque, tales como soporte del techo, columnas, vigas, etc.

#### **8.6.13.2. Asentamiento de borde**

El asentamiento de borde se produce cuando la envolvente de un tanque se asienta fuertemente en la periferia, lo que resulta en una deformación de la chapa inferior, cerca de la unión envolvente-piso.

#### **8.6.13.3. Otros tipos de asentamiento**

Asentamientos del piso tanto cerca de la envolvente como alejados de la misma pueden ser encontrados en los tanques de almacenamiento. Para un análisis detallado de los mismos ver API STD 653 Apéndice B.

#### **8.6.13.4. Determinación del asentamiento aceptable**

Para cada uno de los asentamientos antes mencionados, se deberá realizar una evaluación, mediante ensayos del nivel, de la criticidad del asentamiento y su influencia en la integridad del tanque de almacenamiento. Para detalles ver API STD 653 Apéndice B.

### **8.6.13.5. Evaluación a realizar durante la prueba hidrostática**

#### **8.6.13.5.1. Estudio inicial**

En caso de que se prevea asentamiento, se deberá evaluar durante la prueba hidrostática de recepción el asentamiento de la fundación. El asentamiento del tanque deberá ser inicialmente estudiado con el tanque vacío con un número par de puntos de medición distribuidos uniformemente alrededor de la circunferencia. Este análisis proporciona lecturas de base para la evaluación de los futuros asentamientos. En ausencia de este estudio inicial, el tanque se supone inicialmente nivelado.

Las mediciones de asentamiento del tanque deben ser evaluadas para su aceptación de acuerdo con el Apéndice B de API STD 653.

#### **8.6.13.5.2. Estudio durante la prueba hidrostática**

El asentamiento se medirá durante el llenado y cuando el agua alcanza el 100% de nivel de prueba. Un asentamiento excesivo, en conformidad con el Apéndice B de API STD 653, será causa suficiente para detener la prueba con el fin de investigar y/o reparar la fundación.

### **8.7. Resumen de los métodos de ensayo**

La tabla 8.7 presenta un resumen de las técnicas utilizadas en la investigación y detección de mecanismos de daños.

**Tabla 8.7: resumen de métodos y técnicas de inspección y ensayo**

Método	Tipo de mecanismos de falla o discontinuidades que puede detectar	Ventajas	Limitaciones
<b>Inspección visual</b>	Desgaste, corrosión, erosión, abrasión, fisuras, deformaciones, ampollas, entizamiento de la pintura, estado general de diversos componentes, etc.	Puede ser ejecutada en campo sin necesidad de equipos especiales. Requiere solamente iluminación y limpieza y puede ser fácilmente registrada mediante fotografía.	Solamente se detecta lo que está accesible a la vista del inspector. Requiere mucha experiencia.
<b>Inspección con martillo</b>	Daños estructurales, zonas debilitadas, remaches flojos, espárragos, bulones o tuercas flojas, desprendimientos.	Sencillo y de fácil aplicación. Buen complemento de la inspección visual.	Brinda información limitada. Daña la pintura. No es conveniente con el tanque en servicio (no aplicar bajo presión).
<b>Ensayo por líquidos penetrantes</b>	Discontinuidades abiertas a la superficie, en especial fisuras y poros en soldaduras.	Altamente portátil, no requiere suministro de energía eléctrica.	Pierde eficiencia si la limpieza no es adecuada, si la preparación superficial cierra las discontinuidades a la superficie o si éstas se encuentran llenas con productos de corrosión.
<b>Ensayo por partículas magnéticas</b>	Discontinuidades superficiales o muy próximas a la superficie, en especial fisuras y poros en soldaduras.	Alta sensibilidad para la detección de discontinuidades superficiales, incluso cuando la preparación superficial pueda cerrarlas en la superficie o se encuentren llenas de productos de corrosión. Mejor resolución y sensibilidad que el ensayo por líquidos penetrantes.	No detecta discontinuidades internas. No se puede aplicar en materiales no ferromagnéticos.
<b>Ultrasonido</b>	Discontinuidades internas, en especial en la soldadura.	Altamente sensible a fisuras, falta de fusión y falta de penetración.	Requiere personal con mucha experiencia y altamente confiable.



Método	Tipo de mecanismos de falla o discontinuidades que puede detectar	Ventajas	Limitaciones
<b>Medición de espesores por ultrasonido</b>	Corrosión generalizada. Verificación de espesor en zonas de corrosión localizada ubicadas mediante MFL (en especial picaduras del lado inferior del piso).	Ensayo altamente portátil y rápido para el cual se puede entrenar al personal con relativa facilidad. Si se realizan las mediciones de espesor en las mismas zonas se puede calcular la velocidad de corrosión y estimar la vida remanente.	Pueden surgir lecturas erróneas si se usa un instrumento que solamente muestre un número. El ensayo para detección de espesor remanente en picaduras requiere instrumento con pantalla scan A, entrenamiento específico del operador y está limitado a pequeñas zonas donde se realiza barrido.
<b>Radiografía</b>	Discontinuidades internas, en especial en la soldadura.	Permite la evaluación del registro radiográfico posterior a la ejecución, que puede ser reevaluado. Permite el ensayo de amplias zonas en relativamente poco tiempo, por lo que es muy usado en la fabricación.	El espesor a radiografiar está limitado según la fuente radioactiva que se disponga. La detección de fisuras y falta de fusión es limitada, según la orientación. Requiere cuidados especiales de protección radiológica (área de exclusión para personal ajeno a la ejecución).
<b>ACFM (Alternating Current Field Measurement)</b>	Discontinuidades superficiales o muy próximas a la superficie.	No requiere contacto directo, admite preparaciones superficiales menos exigentes que el ensayo por líquidos penetrantes y partículas magnéticas y se puede aplicar sin retirar la pintura. Se puede aplicar en materiales no ferromagnéticos.	Requiere personal altamente entrenado y experiente.



Método	Tipo de mecanismos de falla o discontinuidades que puede detectar	Ventajas	Limitaciones
<b>Pérdida de flujo magnético MFL y LFET</b>	Pérdida de espesor, especialmente aplicada al piso.	Permite detectar pérdidas de espesor tanto del lado interior como exterior del piso del tanque. Permite identificar las ubicaciones donde hay picaduras del lado inferior (no visible) del piso, ensayando hasta el 95% de la superficie del piso en relativamente poco tiempo. MFL y LFET permiten obtener datos comparables, que han sido demostrados por mediciones por ultrasonido posteriores.	Requiere ser complementado por ensayo ultrasónico para obtener medidas de espesor del piso, ya que los resultados dependen del volumen de material faltante y de la geometría. Tiene dificultades para detectar variaciones de espesor muy localizadas (por ejemplo orificios pasantes realizados por un taladro pueden no ser detectados).
<b>Termografía</b>	Fallas en la aislación.	Relativamente sencillo y efectivo. Especialmente apto para determinación cualitativa de zonas con diferencia de temperatura.	Requiere instrumental especial. Limitado a la superficie. Influencia de la emisividad de la superficie que afecta los valores de temperatura.
<b>Emisión acústica</b>	Discontinuidades activas (que están en crecimiento al someter al equipo a una carga creciente).	Se puede realizar en servicio buscando identificar qué tanques están en peor condición para proceder a la apertura de los mismos y localizar mediante emisión acústica las zonas donde se deben aplicar otros END para evaluar las discontinuidades.	Interferencia con ruidos y difícil interpretación. No se ha probado su eficacia aún. Existen reportes de casos en que no se comprobaron las predicciones del ensayo por emisión acústica al abrir los tanques.
<b>Ensayo de estanqueidad, técnica mediante cal e hidrocarburo penetrante</b>	Discontinuidades pasantes en la pasada de soldadura de raíz entre la envolvente y el piso del tanque.	Simple y efectivo como ensayo intermedio en la fabricación y reparaciones que impliquen soldadura entre envolvente y piso del tanque.	La sensibilidad se reduce si el acabado superficial de la soldadura no es adecuado.
<b>Ensayo de estanqueidad, técnica mediante cámara de vacío</b>	Discontinuidades pasantes en las soldaduras del piso y envolvente del tanque.	Ensayo simple y con buena sensibilidad. Permite realizar el control de calidad de la soldadura a medida que se va realizando.	Requiere el control permanente de las condiciones de vacío en cada ubicación de la cámara. Requiere cámaras especiales para adaptarse a las zonas no planas.



Método	Tipo de mecanismos de falla o discontinuidades que puede detectar	Ventajas	Limitaciones
<b>Ensayo de estanqueidad: prueba neumática del piso</b>	Discontinuidades pasantes en del piso.	Prueba de todo el piso a la vez.	Requiere control muy preciso de la presión para evitar deformaciones del piso.
<b>Ensayo de estanqueidad, técnica mediante prueba hidrostática</b>	Discontinuidades pasantes. Especialmente utilizado en fabricación y reparaciones mediante soldadura.	Se realiza al mismo tiempo un ensayo de estanqueidad y una prueba de resistencia que permite evaluar al conjunto del tanque.	Relativamente baja sensibilidad (menor que el ensayo por cámara de vacío).
<b>Ensayo de estanqueidad, técnica mediante helio</b>	Discontinuidades pasantes.	Ensayo altamente sensible.	Requiere equipos especiales y entrenamiento específico del personal.
<b>Ensayo de estanqueidad, técnica mediante emisión acústica</b>	Discontinuidades pasantes.	Altamente sensible. Permite la detección de fugas en pruebas hidrostáticas a medida que se va elevando la presión, posibilitando la detención del ensayo para evitar la rotura.	Requiere uso de material y personal especializado.
<b>Ensayo de resistencia: prueba hidrostática</b>	Discontinuidades que impidan que el tanque soporte las cargas requeridas.	Permite comprobar la aptitud del tanque para resistir la carga. Permite realizar una prueba del tanque en forma global. Alivia tensiones residuales.	Se requiere agua suficiente y puede implicar tiempo considerable para el llenado, revisión y evacuación de la misma.
<b>Evaluación de asentamiento</b>	Asentamiento diferencial.	Relativamente sencillo. Permite detectar problemas estructurales graves que inducen tensiones o perjudican sistemas auxiliares.	Se debe aplicar en forma periódica para poder detectar las desviaciones con suficiente anticipación, ya que los problemas de asentamiento pueden ser de difícil solución.

### 8.8. Efectividad de los métodos de ensayo

Cada uno de estos métodos tiene una dada efectividad y por lo tanto una dada reducción de la probabilidad de falla. La efectividad

depende de las limitaciones del método en sí mismo (efectividad inherente), pero también del área de cobertura, instrumental, procedimientos, personal, frecuencia, análisis y condiciones particulares. En la tabla 8.8 a continuación se presenta comparativamente la efectividad de varios métodos de inspección.

**Tabla 8.8: ejemplo de efectividad inherente de algunos métodos de inspección para la detección de algunas discontinuidades típicas**

Método de inspección	Discontinuidades						
	Pérdida de espesor localizada	Pérdida de espesor generalizada	Fisuras superficiales	Discontinuidades internas volumétricas	Discontinuidades internas planares	Alteraciones dimensionales	Ampollas
Inspección visual	1-3	3-5	2-4	5	5	1-3	1-3
Líquido penetrante	5	5	2-3	5	5	5	5
Partículas magnéticas	5	5	1-3	5	5	5	5
Ultrasonido	1-4	1	2-4	1-3	1-3	5	1-3
Radiografía	1-3	1-3	5	1-3	4	3-5	5
MFL - LFET	1-2	3	5	5	5	5	5
Emisión acústica	5	5	2-4	4	5	5	4-5

1= altamente efectivo; 2= moderadamente efectivo; 3= satisfactorio; 4= poco efectivo, 5= inefectivo (no utilizado normalmente)

En general se debe aplicar una combinación de métodos y técnicas de inspección y ensayo para lograr la efectividad deseada. La práctica recomendada API 581 incluye algunas tablas de guía para la asignación de la efectividad de la inspección para los mecanismos de falla y estrategias de inspección más frecuentes en tanques de almacenamiento.

En base a la efectividad y frecuencia de inspección de cada tanque en particular, y siguiendo los lineamientos de dicha práctica recomendada es posible estimar las reducciones de probabilidad para los mecanismos de falla que se identifiquen como probables.

## 9. Análisis de resultados de inspección

### 9.1. Cálculo de la vida remanente

La vida remanente se calcula con respecto al principal mecanismo de daño y dependiendo de su característica de falla correspondiente.

Los mecanismos de daño con características no relacionadas con la edad (por ejemplo corrosión por esfuerzos o agrietamiento inducido por el ambiente) tienen un alcance limitado en el cálculo de vida remanente y requieren de un enfoque especial orientado al control y monitoreo de las variables que puedan producir el daño.

A los mecanismos de daño que resulten en adelgazamiento del espesor se les puede calcular la vida remanente basándose en los resultados de inspección.

El objetivo de una acción de inspección es determinar la vida remanente del componente inspeccionado. Por ejemplo, al medir el espesor de la chapa de la envolvente a lo largo del tiempo, se puede determinar su tasa de corrosión en mm/año, tanto de corrosión generalizada como de aquella localizada tipo *pitts*, y determinar la vida remanente del mismo hasta llegar a su espesor de retiro.



Si la tasa de corrosión controla la vida del tanque, la vida remanente (VR) debe ser calculada por la siguiente fórmula:

$$VR = (EMED - EREQ) / TCORR$$

Donde:

- VR es la vida remanente, en años;
- EMED = espesor medido en el momento de la inspección, en la sección utilizada para la determinación de EREQ, en milímetros (pulgadas);
- EREQ = espesor mínimo admisible en la sección o zona en análisis en el tanque, en milímetros (pulgadas); y
- TCORR = tasa de corrosión que indica la cantidad de metal removido como resultado de la corrosión, en mm/año o milésimos de pulgada/año.

Para tanques nuevos o para los que cambiaron sus condiciones de operación, uno de los siguientes métodos puede ser utilizado para la determinación de la tasa de corrosión estimada:

La tasa de corrosión está establecida por medio de datos compilados por el propietario, o por usuarios de tanques en las mismas condiciones de operaciones o similares, disponibles en literatura especializada. Si los datos para las mismas condiciones de operación o similares no estuviesen disponibles, la tasa de corrosión puede ser estimada por la experiencia y el conocimiento del inspector.

Si la tasa probable de corrosión no puede ser establecida por los métodos anteriores, se pueden coleccionar valores de mediciones de espesores luego de aproximadamente 1000 horas de operación. Otras mediciones subsecuentes serán realizadas, a intervalos similares, hasta que sea posible establecer la tasa de corrosión.

## 9.2. Inspección basada en riesgo

La “inspección basada en riesgo” es un método que utiliza el riesgo como base para la priorización y el gerenciamiento de los esfuerzos de un programa de inspección.

En una planta en operación, en general, un porcentaje relativamente grande del riesgo está relacionado con un porcentaje pequeño de ítems de equipamientos.

La “inspección basada en riesgo” dirige los recursos de inspección y mantenimiento de modo de proveer un mayor nivel de cobertura a los ítems de mayor riesgo, y una atención adecuada a los de menor riesgo.

El método define el riesgo de equipamientos en operación como la combinación de dos términos separados: la probabilidad de que una falla ocurra en un periodo de tiempo y la consecuencia de falla. En términos matemáticos, el riesgo puede ser expresado como:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

El análisis de la probabilidad está basado en un banco de datos de frecuencia de fallas genérico, por tipo de equipamiento, el cual es modificado por factores que reflejen la diferencia entre lo genérico y el ítem particular en análisis.

El análisis de la consecuencia de la liberación de fluido es calculado por la estimación de la cantidad liberada; por la previsión de la forma como el fluido alcanza el medioambiente y por la aplicación de modelos que permiten la estimación de efectos sobre las personas, el medio ambiente o su impacto económico.

La IBR provee una conexión entre los mecanismos de daño y las actividades de inspección que reducen los riesgos asociados. Aunque la inspección no reduce el riesgo de forma directa, si es una actividad de manejo del



riesgo que conlleva a una reducción de riesgo. Sin embargo se debe considerar que el riesgo no puede ser reducido a cero solamente con actividades de inspección, existen factores que pueden producir pérdida de contención incluidos, pero no limitados, a los siguientes:

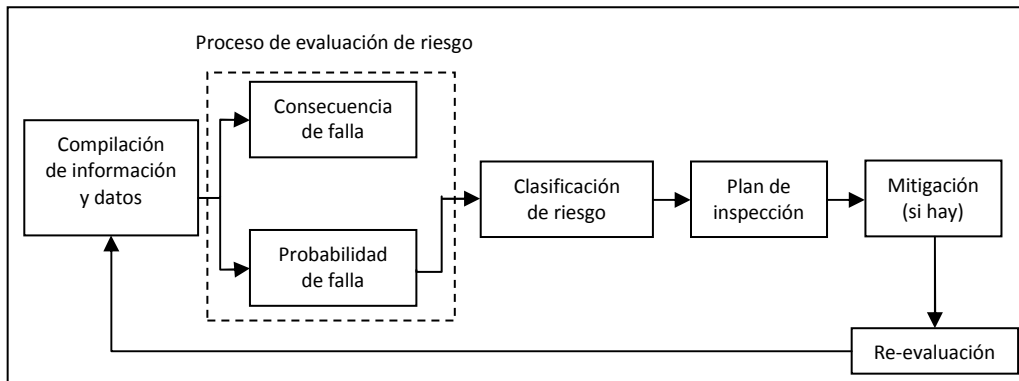
1. Error humano
2. Desastres naturales
3. Eventos externos (choques o golpes con objetos)
4. Efectos secundarios de otras plantas o unidades

5. Actos deliberados (sabotaje)

6. Errores de diseño

El principal entregable de la aplicación de la metodología IBR es un plan de inspección para los diferentes componentes del tanque. Si existen riesgos inaceptables, el plan de inspección debe contener además acciones de mitigación que deban ser aplicadas para mitigar el riesgo a niveles aceptables.

El proceso para aplicar la metodología de IBR se muestra en la figura 9.2 y cada paso se describe brevemente a continuación.



**Figura 9.2: proceso de aplicación de la metodología IBR**

### 9.2.1. Recolección de información

Las fuentes para recopilación de información deben incluir, pero no se limitan a:

- Registros de diseño y construcción.
- Registros de inspección.
- Información de proceso.
- Registros de controles de cambios.
- Información *off-site*.
- Historicos de fallas.

La IBR es un programa dinámico y debe incluir la actualización permanente de la información, es importante tener una base de datos para asegurar esta información.

### 9.2.2. Análisis de riesgo

Se debe definir una matriz de riesgo que permita definir la probabilidad y las consecuencias de la falla. Se recomienda una matriz de criticidad de 5 x 5, tal como se muestra en la figura 9.2.2, o la que cada unidad de negocio tenga establecida. Esta guía recomienda el uso de una matriz de riesgo unificada para los activos.





P R O D U C T O R E S I D U O S	V	R3	R2	R2	R1	R1
	IV	R3	R2	R2	R2	R1
	III	R3	R2	R2	R2	R1
	II	R3	R3	R2	R2	R2
	I	R3	R3	R3	R3	R2
		I	II	III	IV	V
	CONSECUENCIA DE FALLA CoF					

Figura 9.2.2<sup>2</sup>: matriz de criticidad de riesgos

Las categorías de probabilidad y consecuencia son identificadas de menor a mayor y la combinación de estas dos variables define el riesgo. Éste se clasifica desde muy alto o inaceptable hasta bajo. Cada empresa debe definir su nivel de riesgo aceptable.

### 9.2.3. Plan de inspección

Como parte del plan de inspección se deben incluir actividades con el tanque en servicio, así como con el tanque fuera de servicio. Este plan debe incluir:

- Frecuencia de inspección (ver ítem 9.3).
- Técnica de inspección.
- Alcance de la inspección.

### 9.2.4. Mitigación

Como se mencionó anteriormente, la inspección no siempre conlleva una reducción del riesgo suficiente o en ciertos casos no es un método costo-efectivo, por lo que se deben considerar acciones adicionales de mitigación del riesgo. Estas actividades pueden pertenecer a uno más de los siguientes grupos:

- Reducir la gravedad de la consecuencia.
- Reducir la probabilidad de falla.
- Mejorar la sobrevivencia de las personas o las instalaciones ante una falla.
- Mitigar la fuente primaria de la consecuencia.

### 9.2.5. Re-evaluación:

Es importante mantener actualizado el estudio de IBR para asegurar que las actividades recientes de inspección, proceso y mantenimiento sean incluidas. Toda inspección, o cambio de proceso o diseño producirá una variación del riesgo, lo que debe conllevar a una re-evaluación del mismo.

### 9.3. Frecuencia de inspección

El resultado del análisis se posiciona en una matriz de cinco por cinco que clasifica el equipamiento en niveles que van del bajo riesgo al alto riesgo.

Para el aseguramiento de la integridad física de los tanques de almacenamiento se recomienda inspeccionarlos externa o internamente considerando -para la frecuencia- los resultados de las últimas inspecciones, los requerimientos del proyecto, las condiciones operacionales y la conformidad con la legislación aplicable. En general, la inspección externa debe preceder -o ser ejecutada en conjunto con- la inspección interna.

El intervalo desde la puesta en servicio hasta la primera inspección interna no debe exceder los 10 años. Alternativamente, si se realiza un estudio de IBR de acuerdo al numeral 9.2 y el tanque tiene alguno de los siguientes sistemas de protección, el intervalo inicial no debe exceder lo indicado en la tabla 9.3.a a continuación:

<sup>2</sup> Referencia: Manual ARPEL de referencia para la gestión de integridad de ductos



**Tabla 9.3.a: intervalos máximos de inspección para sistemas de protección**

Salvaguarda del tanque	Intervalo máx. de inspección
i) Espesor nominal original del piso 5/16 in. o mayor	12 años
ii) Protección catódica efectiva del piso lado suelo <sup>1</sup>	12 años
iii) Recubrimiento del piso lado producto <sup>2</sup>	12 años
iv) Refuerzo de fibra de vidrio del piso lado producto <sup>2</sup>	13 años
v) Protección catódica más recubrimiento	14 años
vi) Protección catódica más refuerzo de fibra de vidrio	15 años
vii) Barrera de protección de fugas <sup>3</sup>	20 años
viii) Barrera de protección de fugas <sup>3</sup> cuando se ha realizado un estudio de IBR	25 años

1. Protección catódica efectiva significa de acuerdo a API 651.  
 2. Recubrimiento del lado producto significa de acuerdo a API 652.  
 3. Barrera de protección significa un sistema de detección de fugas de acuerdo al apéndice I de API 650.

El intervalo subsecuente para inspección interna debe ser determinado de acuerdo al cálculo de vida remanente descrito en 9.1 y/o

por un estudio de IBR descrito en 9.2, pero no podrá exceder el intervalo máximo descrito en la tabla 9.3.b a continuación:

**Tabla 9.3.b: intervalos máximos de inspección de acuerdo al procedimiento utilizado**

Procedimiento usado	Máximo intervalo
i) Cálculo de velocidad de corrosión	20 años
ii) Estudio de IBR	25 años
iii) Estudio de IBR y barrera de prevención de fugas (ver nota)	30 años

*Nota: barrera de protección significa un sistema de detección de fugas de acuerdo a API 650, apéndice I*

### 9.4. Métodos avanzados de análisis y adecuación al uso – criterios de aceptación

Los equipamientos pueden presentar daños tales como fisuras, pérdidas localizadas de espesor, deformaciones u otros, durante el periodo operacional.

Existen técnicas o métodos de cálculo avanzados, tales como los descritos en API 579 y BS 7910, con la finalidad de definir la necesidad de reparaciones o alteraciones de la frecuencia y/o de los métodos de inspección.

En estos casos, los criterios de aceptación difieren de aquellos utilizados por los códigos de fabricación y/o inspección, pudiendo ser

más flexibles y admitir la existencia de daños ante condiciones de control.

## 10. Calificación del personal de inspección y ensayos

### 10.1. Introducción

Para tanques de almacenamiento son aplicables distintos tipos de certificación de personal. Las certificaciones que se aplican con mayor frecuencia son:

- certificación de inspectores en ensayos no destructivos;
- certificación de procedimientos y de personal para ejecución de soldaduras;



- certificación de inspectores de soldadura;
- certificación de inspectores de pintura; y
- certificación de inspectores (ICP API 653).

La certificación de procedimientos y de personal para ejecución de soldadura es aplicable por ocasión de la construcción del tanque o en la ejecución de reparaciones que abarquen soldadura.

La certificación de inspectores para pintura es aplicable para control de calidad de aplicaciones de sistemas nuevos de pintura o en reparaciones.

La certificación de inspectores de soldadura es aplicable para control de calidad de soldaduras durante la construcción del tanque o para control de reparaciones que abarquen soldadura.

La certificación de inspectores conforme API 653 es aplicable para inspección y reparaciones de tanques de almacenamiento.

La certificación en ensayos no destructivos es muy importante porque el personal frecuentemente hace evaluaciones críticas que pueden afectar la seguridad e integridad del tanque de almacenamiento. Como muchos métodos de ensayo no destructivos no generan registros permanentes de los resultados, la certificación presenta una evidencia objetiva de que el nivel de conocimiento y habilidades del profesional que ejecuta la inspección es adecuado. También es una garantía de que la inspección se realizará con el mismo nivel de calidad independiente de la persona que realiza la prueba.

## 10.2. Metodología de certificación

Existe un gran número de organizaciones que produjeron estandarización y recomendaciones mínimas para calificación y

certificación. En la actualidad, las metodologías existentes son muchas, con diferentes matices, como por ejemplo: certificación por ente independiente, certificación sectorial, certificación de ámbito muy reducido, etc., pero todas ellas obedecen a una misma filosofía, la necesidad de una calificación para realizar END, siendo la certificación solamente una comprobación de esta calificación.

Solamente la armonización de las distintas metodologías garantizará niveles uniformes de competencia y de calidad a lo largo de todos los países. El primer paso para la armonización internacional fue la creación de un estándar internacional común en que se puedan basar los estándares nacionales. Con este fin, se desarrolló la normalización internacional ISO 9712 - *Non-destructive testing, qualification and certification of personnel*.

La tendencia actual de los países de América Latina y el Caribe es que, por lo menos una parte importante de la certificación sea realizada por entes independientes o de tercera parte, reconocidos a través de su acreditación de acuerdo a normas reconocidas internacionalmente. Son ejemplos de estándares nacionales: EN 473 (Europa), IRAM-ISO 9712 (Argentina) y NBR ISO 9712 (Brasil).

La metodología de certificación de END aun más conocida es la presentada por la Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos – ASNT, la cual establece los requerimientos mínimos recomendados a través del documento ASNT-SNT-TC-1A. Es una certificación dicha de primera parte donde los profesionales no son certificados por entes independientes.

Es recomendable que para calificación y certificación de profesionales de ensayos no destructivos utilizados en la construcción o reparación de tanques de almacenamiento sea



utilizada la metodología de certificación existente en el país donde el tanque este ubicado. En caso de que no exista, debe ser especificada la metodología presentada por ASNT.

### 10.3. Métodos de ensayo no destructivos certificados

Para tanques de almacenamiento, la certificación puede ser obtenida para los distintos métodos de ensayos no destructivos listados a continuación.

**Tabla 10.3: métodos de ensayo no destructivo**

Emisión acústica	AT
Test electromagnético	ET
Test de estanqueidad	LT
Test de líquidos penetrantes	PT
Test de partículas magnéticas	MT
Test radiográfico	RT
Test de infrarrojo	TT
Test de ultrasonido	UT
Test visual	VT

### 10.4. Niveles de certificación

En general el personal de certificación es certificado en distintos niveles para cada método de END. Los niveles usuales en casi todos los países son los siguientes:

**Nivel I** – inspector calificado para ejecutar pruebas y calibraciones muy específicas y sencillas donde los criterios de aceptación o rechazo están determinados por un procedimiento. El inspector nivel I debe actuar bajo supervisión de un inspector de nivel más elevado. El inspector nivel I no puede ser responsable por la elección de métodos de ensayo ni por la interpretación y evaluación de resultados.

**Nivel II** – Inspector con habilidad para hacer la calibración de instrumentos y ejecutar inspección siguiendo procedimientos, interpretar, evaluar y registrar los resultados

del test. Este nivel debe conocer los estándares aplicables y otros documentos aplicables.

**Nivel III** - Inspector con capacidad para desarrollar técnicas y procedimientos, interpretar códigos, y especificar métodos de ensayo no destructivos. También debe tener conocimiento de materiales y fabricación de productos. Estos profesionales también son responsables por el entrenamiento de profesionales nivel I y II.

### 10.5. Exigencias para certificación y calificación

El candidato a la calificación en ensayos no destructivos debe satisfacer requisitos mínimos de educación formal, aptitud física (generalmente visión), entrenamiento (capacitación) y experiencia previamente al examen de calificación.

Los procedimientos que aseguran que el personal de END tiene la calificación necesaria deben incluir:

- entrenamiento para adquirir el conocimiento necesario;
- experiencia con supervisión de profesionales más expertos;
- aptitud física;
- exámenes de calificación para demostrar la competencia; y
- certificación para demostrar la aprobación según los criterios del sistema de certificación.

El grado de instrucción y la experiencia para las distintas especificaciones son similares para los distintos sistemas. Exigencias típicas son presentadas en la tabla a continuación:



**Tabla 10.5: Requerimientos típicos de capacitación y experiencia<sup>(1)</sup>**

Método de ensayo	Nivel	Horas exigidas en cursos de entrenamiento de END <sup>(2)</sup>	Mínima experiencia de trabajo en el método <sup>(3)</sup> (meses)
Emisión acústica	I	40	3
	II	104	12
Electromagnético	I	40	3
	II	104	12
Líquido penetrante	I	16	1
	II	40	4
Partículas magnéticas	I	16	1
	II	40	4
Radiografía	I	40	3
	II	120	12
Infrarrojo	I	40	3
	II	120	12
Ultrasonido	I	40	3
	II	120	12
Visual	I	16	1
	II	40	4

**Notas:**

- (1) Referencia: ISO 9712:2005
- (2) Las horas exigidas en cursos de entrenamiento nivel II incluyen las horas del curso nivel I
- (3) La experiencia se basa en semanas de 40 horas de trabajo nominal y son totales acumulados

**10.6. Exámenes**

En general los exámenes exigidos para demostrar el conocimiento del candidato acerca del método de ensayo solicitado se subdividen conforme a:

**Para los niveles I y II:**

**Examen general:** acerca de la teoría general del método. Preguntas múltiple opción.

**Examen específico:** acerca de la teoría específica de la aplicación del método a determinados

productos o procesos del sector. Puede incluir cálculos y preguntas sobre códigos, normas, especificaciones y procedimientos.

**Examen práctico:** consiste en la aplicación del método en piezas determinadas, registrando y para los niveles II interpretando y evaluando, los resultados del ensayo.

**Para el nivel III:**

**Examen básico nivel III:** Preguntas múltiple opción sobre 3 aspectos:

- conocimiento técnico de ciencias de materiales, tecnología de procesos y tipos de discontinuidades;
- conocimiento del sistema de calificación y certificación; y
- conocimiento de al menos 4 métodos como se requiere para el nivel 2, incluyendo como mínimo UT o RT.

Este examen es común a todos los métodos.

**Examen del método principal:**

- Conocimientos relativos al método de ensayo
- Aplicación del método en el sector, incluyendo códigos, normas, especificaciones y procedimientos.
- Preparación, por el candidato, de uno o más procedimientos de END en el método en que ha solicitado la certificación. El procedimiento cubrirá el examen de algunos elementos o componentes de acuerdo con un código o norma determinados.

**Examen práctico:** si el candidato no ha aprobado los exámenes nivel II previamente, deberá además aprobar el examen práctico nivel II en el método.



## 10.7. Certificados

Sobre la base de los resultados de los exámenes de calificación y de la documentación aportada, el organismo acreditado para certificación del país decide otorgar la concesión o no de la certificación y emite, en este caso, los certificados correspondientes.

Los certificados emitidos contendrán, como mínimo, la siguiente información:

- a) Nombre completo de la persona certificada.
- b) Referencia a la norma, estándar o proceso de certificación.
- c) Fecha de la certificación.
- d) Fecha de caducidad de la certificación.
- e) Nivel de certificación.
- f) Método de END.
- g) Número de identificación.

## 11. Reparaciones, alteraciones y control de calidad

Los tanques de almacenamiento en uso pueden presentar la necesidad de reparaciones o alteraciones. Para mantener las características originales de desempeño y de seguridad, se recomienda que estas intervenciones sean realizadas de acuerdo con criterios y procedimientos establecidos en base a normas y códigos reconocidos y aceptados por la industria.

También es importante que las reparaciones sean realizadas con un nivel de calidad tal que preserve su vida útil e integridad estructural.

Las alteraciones y reparaciones mayores comprenden:

- realizar una penetración en la envolvente más grande que 12 NPS debajo del nivel del líquido de diseño;
- realizar una penetración en la parte inferior del tanque dentro de 12 pulgadas de la envolvente;
- quitar, reemplazar o agregar una placa de envolvente bajo el nivel de líquido de diseño cuando la dimensión más larga de la placa de reemplazo sea superior a 12 pulgadas;
- quitar o reemplazar el material del anillo de la placa anular cuando la dimensión más larga de la placa de reemplazo sea superior a 12 pulgadas;
- eliminar o sustituir completa o parcialmente más de la mitad del espesor de la soldadura vertical de la unión de las placas de la envolvente, o la soldadura radial de unión del anillo de la placa anular;
- instalar nuevo fondo completo. Si se realiza una instalación parcial de un fondo, sin alteración/modificación de la zona crítica del tanque, no se considerará a esta como alteración/reparación mayor. Ver API 653 12.3.3.3;
- quitar y reemplazar parte de la soldadura de la envolvente de la parte inferior, o del anillo de la placa anular, adicionalmente a lo señalado en API 653 12.3.2.5.1 a; o
- levantar la envolvente de un tanque.

Se recomienda que, como parte del instructivo para establecer un plan de reparaciones y alteraciones, se establezca también un plan para asegurar la calidad de los materiales, procedimientos de reparación, personal, equipamiento, electrodos, varillas de aporte y de los métodos de análisis y prueba a ser utilizados. Este plan de calidad debe ser aprobado internamente dentro de la organización y revisado detalladamente por



los actores clave. De convocar otras empresas o contratistas a realizar reparaciones, se les debe exigir que proporcionen un plan de aseguramiento de la calidad.

Un plan de calidad debe contener, como mínimo, los siguientes elementos:

1. Identificación de un Gerente de Calidad, y Jefes de Calidad para trabajar en campo.
2. Objetivos de calidad.
3. Entregables y procesos clave del proyecto a ser revisados para cumplir con un nivel satisfactorio de calidad.
4. Estándares de calidad.
5. Actividades de control y aseguramiento de la calidad.
6. Roles y responsabilidades de calidad.
7. Identificación de herramientas y métodos de ensayo de calidad.
8. Plan para informar problemas de control y aseguramiento de la calidad.

### 11.1. Materiales

Los materiales utilizados en reparaciones o alteraciones deben cumplir con los requisitos del código original.

Los materiales utilizados deben permitir su trazabilidad hasta la fuente original de manufactura por medio de los certificados requeridos de composición química y producción. Se recomienda realizar una verificación de materiales y END de línea de base en planta por medio de “Detección Positiva de Materiales” para asegurar la adecuación de los materiales.

### 11.2. Sustitución de componentes

Los componentes a ser sustituidos que estarán sujetos a esfuerzos, consistiendo de materiales nuevos fabricados por fundición, forjamiento, extrusión y otros procesos que no utilicen soldaduras, deben recibir identificación del fabricante, de forma que sea posible rastrear las características originales. Citamos como ejemplos tubos con o sin costura, bocas y conexiones y chapas.

Los componentes a ser sustituidos que estarán sujetos a esfuerzos, y que sean prefabricados por aislaciones soldadas, deben tener las soldaduras ejecutadas de acuerdo con el código original de construcción. El proveedor o fabricante deben certificar que el material y la fabricación están de acuerdo con el código original de construcción.

Al reemplazar componentes del tanque, el reemplazo debe respetar las tolerancias dimensionales establecidas en el código original de construcción del tanque. Esta precaución debe ser tomada en las secciones críticas como los pisos del tanque, sección inferior de la envolvente, techos, y columnas soporte del techo.

En caso de conflicto entre códigos, se debe tomar como referencia el código más estricto.

### 11.3. Soldadura

Toda soldadura debe ser realizada conforme a los requisitos del código original del proyecto, al código de reparación asociado, o al código adoptado en caso de falta de información.

#### 11.3.1. Especificación del procedimiento de soldadura

Las soldaduras deben ser realizadas de acuerdo con la especificación de





procedimiento de soldadura calificada de acuerdo con el código original de construcción o, si esto no fuera posible, por el código reconocido y aceptado por la comunidad.

### **11.3.2. Calificación e identificación del soldador**

Los soldadores u operadores de soldaduras deben estar identificados y calificados para el procedimiento de soldadura utilizado. La firma propietaria debe contar con una base de datos propia de soldadores para asegurar que únicamente soldadores calificados realicen los trabajos y registrar el desempeño del soldador.

Los soldadores deberán identificar con su letra o número de registro, todas las soldaduras ejecutadas, por medio de marcas lo más indeleble posible y ser identificadas en el informe de registro de soldaduras. Deberá evitarse el uso de letras o números de golpe como marcas en aceros inoxidable, pues podrían inducir el fenómeno de corrosión bajo tensión en el material al estar sometido a un ambiente corrosivo.

### **11.4. Control de calidad de reparaciones**

Las reparaciones y alteraciones deben ser inspeccionadas y ensayadas, utilizando los métodos recomendados de acuerdo con las necesidades y especificaciones del proyecto. Ensayos cuyos resultados sean utilizados para los cálculos de evaluación de la integridad del equipamiento, deben ser ejecutados por inspectores calificados y certificados.

El control de calidad de las reparaciones debe ser consistente con el plan de reparaciones del tanque. Las herramientas y métodos de ensayo establecidos en el plan de calidad para el control de la calidad, deben ser adoptados y llevados a cabo por personal capacitado y experimentado. Los resultados deben ser documentados y presentados al ejecutor del proyecto.

### **11.5. Ensayo hidrostático**

El ensayo hidrostático debe ser realizado para reparaciones mayores. Se recomienda que la ejecución de este ensayo sea evaluada por un profesional habilitado, considerando las características de los daños presentados y de las reparaciones en cuestión.

### **11.6. Actualizaciones de registros**

Antes de poner al tanque nuevamente en operación, se deben actualizar los registros de inspección y mantenimiento del equipamiento con las recomendaciones para la siguiente inspección fuera de servicio programada, y se debe re-calcular la vida remanente del tanque. Los registros de inventario del depósito deben actualizarse para asegurar que los materiales consumidos por el proyecto sean repuestos. El informe detallado de calidad debe ser firmado por los profesionales responsables.

## **12. Documento de gestión del activo**

La última etapa de la inspección/evaluación de la integridad es el registro y la documentación adecuadamente detallada de todo lo que fue visto, ejecutado, ensayado y recomendado durante la inspección. Los registros de inspección son piezas fundamentales para las evaluaciones subsiguientes de degradación de equipamientos, y también como futuras referencias. Funcionan como documentos integrantes del histórico operacional, y por eso deben estar organizados y mantenidos durante toda la vida útil de los equipamientos.

Toda la actividad de inspección debe ser registrada de forma clara y completa, usualmente en forma de Informe de Inspección, detallando adecuadamente el alcance de la inspección, su amplitud, las técnicas y equipamientos utilizados, además de incluir la identificación clara del





responsable por las actividades realizadas, y otra información complementaria.

Como resultado de este ejercicio, para cada tanque, se resumirán los resultados en un documento de gestión del activo como el que se muestra en la página siguiente.

El cumplimiento de un plan de gestión de integridad de tanques, complementado con un eficiente cumplimiento de la programación correspondiente, permite asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa de los tanques de almacenamiento, evitando las fallas imprevistas que pudiesen ocasionar paradas operativas, accidentes ó impactos ambientales no deseados.

Las buenas prácticas de cumplimientos están enmarcadas dentro de las leyes marco nacionales de cumplimiento obligatorio, y por los estándares internacionales referenciales como API 353, 580, 650 y 653.

Por lo tanto, una vez establecido el plan, conociendo los antecedentes históricos, efectuada la inspección especializada, identificado el tipo de falla y realizado el análisis respectivo, proporcionará las herramientas necesarias para tomar las acciones correspondientes y evitar las fallas.

La responsabilidad del cumplimiento de un plan de gestión de integridad de tanques, como de

toda gestión debe partir de la plana directriz de las organizaciones. Ésta debe proporcionar los recursos idóneos a sus áreas operativas para que se de este cumplimiento, puesto que cuanto mayores sean los esfuerzos para una eficiente y óptima inspección, menor será la probabilidad de que ocurra un evento de degradación en los tanques de almacenamiento.

### **13. Implicancias y atribuciones legales sobre la inspección de equipamientos**

Las actividades de ingeniería son de naturaleza compleja e introducen riesgos inherentes a su realización que pueden afectar a las personas y a la sociedad en general con grados variables de complejidad.

El diseño deberá observar las regulaciones nacionales. En aquellas materias que no cuenten con disposiciones técnicas ni regulaciones nacionales, se deberá aplicar normas, códigos, especificaciones extranjeras, así como prácticas recomendadas de ingeniería, internacionalmente reconocidas y aceptadas por la autoridad local.



**Tanque n° xx**

Servicio	Nafta catalítica
Año de construcción	Xxx
Diámetro	Xxx
Altura	Xx
Material de construcción	Xx
Cubicación, tabla certificada por la autoridad (fecha)	Xx/xx
Pintura exterior (tipo, espesor, fecha)	
Pintura interior (parcial o total, tipo, espesor, fecha)	

Componentes	Espesor de diseño	Material
Techo		
Piso		
Envolvente		
Etc.		

**Historia de inspecciones y reparaciones**

Fecha de inspección / reparación	Hallazgos
xx-xx-xxxx Inspeccionado por xx	En la fecha se efectuó una inspección del techo flotante del Tanque xx, que se encontraba en la zona superior flotando con un nivel de producto de 12.509mm y bajando. Se realizaron mediciones de espesores por ultrasonido en algunas chapas para asegurar el tránsito seguro del personal de limpieza, obteniéndose valores entre 4,0mm y 5,0mm. De la inspección visual no se detectaron anomalías ni movimientos de producto.

**Modos de falla**

Escenario	Mecanismo de degradación	Riesgo inicial	Medida mitigativa	Riesgo mitigado
Pequeña pérdida por el piso del tanque. Ocurre perforación en el piso, escape de hidrocarburo al suelo. Costo de reparación estimado < 100.000USD.	Corrosión localizada por ataque externo.	Consecuencia SHE: III Consecuencia ECON: IV Probabilidad C  Riesgo C-III	Inspección por escaneo del piso cada 8 años.	Probabilidad D   D-III

**Plan de inspección**

Componente	Frecuencia de inspección	Técnicas a utilizar
Piso del tanque	8 años	Escaneo de piso
Envolvente del tanque	Cada x años	Medición de espesores por ultrasonido, en operación

## Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe

**ARPEL** es una Asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de coadyuvar activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

Actualmente sus socios representan más del 90% de las actividades del upstream y downstream en la región e incluyen a empresas operadoras nacionales, internacionales e independientes, a proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.

Desde 1976 ARPEL posee Estatus Consultivo Especial ante el Consejo Económico y Social de las Naciones Unidas (ECOSOC). En 2006, la Asociación manifestó su adhesión a los 10 principios del Pacto Mundial.

### Misión

Fomentar y facilitar la integración y desarrollo del sector, su mejora operacional continua y una eficaz gestión ambiental y social, buscando:

- compartir, mejorar y difundir las mejores prácticas;
- llevar a cabo estudios que produzcan información de valor;
- ampliar el conocimiento y coadyuvar al desarrollo de competencias;
- promover el relacionamiento, interacción y cooperación entre socios y grupos de interés.

### Visión

Una industria de petróleo y gas creciente, competitiva e integrada que logra la excelencia en sus operaciones y productos, y contribuye eficazmente al desarrollo energético sostenible en Latinoamérica y el Caribe.

### Propuesta de valor

ARPEL ofrece un medio único para el relacionamiento e intercambio de conocimiento, así como para aunar esfuerzos y construir sinergias en pro de la integración, crecimiento y sostenibilidad del sector. Sus socios, sin distinción alguna, tienen la oportunidad tanto de liderar actividades y proyectos, aportar su competencia para el desarrollo de los mismos, así como aprender de las experiencias de sus pares.

El valor de ARPEL se refleja asimismo en su condición de centro de información estratégica sobre las actividades del sector en la región y de vehículo costo-efectivo para el desarrollo de publicaciones de mejores prácticas y benchmarking, así como de estudios sectoriales e informes ejecutivos orientados a diversos grupos de interés. La Asociación también se destaca por sus conferencias, foros y seminarios regionales de alto impacto en la industria.

ARPEL es un reconocido órgano de representación del sector en la región, que persigue abogar en favor de los intereses comunes de sus socios y mejorar la imagen pública y reputación de la industria.

Sostenibilidad socio-ambiental  
**Excelencia operacional**  
Desarrollo sectorial

[www.arpel.org](http://www.arpel.org)

### Empresas Asociadas



### Instituciones Asociadas

